

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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей напряжением 110 кВ
Надеждинского района Приморского края для подключения подстанций Дачная
и Вираз с применением инновационного оборудования

Исполнитель

студент группы 042-ом

(подпись, дата)

И.А. Волков

Руководитель

доцент, канд. тех. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

профессор, докт.техн.наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд.тех.наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Волкова Ивана Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование развития электрических сетей напряжением 110 кВ Надеждинского района Приморского края для подключения подстанций Дачная и Вираз с применением инновационного оборудования

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристиках потребителей района проектирования схема и программа развития Приморского края на 2022-2026 годы, нормальная однолинейная схема сети, данные контрольных замеров.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района проектирования, анализ электроэнергетической системы района проектирования, расчёт и анализ электрической сети района проектирования, разработка вариантов подключения ПС Дачная и Вираз к действующей сети, техническая проработка вариантов развития электрической сети, выбор оптимального варианта развития сети, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования, расчёт показателей надёжности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): лист №1 – Варианты подключения ПС Дачная и ПС Вираз к существующей сети, лист №2 – Результаты расчёта второго варианта подключения ПС Дачная и ПС Вираз к существующей сети.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 10.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич доцент, канд. тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 109 стр., 11 рисунков, 38 таблиц, 5 приложений, 51 источник.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

В данной магистерской диссертации была поставлена задача «Проектирование развития электрических сетей напряжением 110 кВ Надеждинского района Приморского края для подключения подстанций Дачная и Вираж с применением инновационного оборудования». Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС Дачная и Вираж. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin3 и Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика Надеждинского района	9
1.2 Климатическая характеристика Надеждинского района	9
1.3 Экономическая характеристика Надеждинского района	10
2 Анализ электроэнергетической системы района проектирования	12
2.1. Структурный анализ электроэнергетической системы района	12
2.1.1 Характеристика источников питания Надеждинского района Приморского края	13
2.1.2 Структурный анализ электрических сетей	16
2.1.3 Структурный анализ ПС	17
2.1.4 Перечень установленных на ПС трансформаторов	20
3 Расчёт и анализ электрической сети района проектирования	23
3.1 Расчёт и прогнозирование нагрузок	24
3.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	31
3.3 Расчет и анализ нормального режима (зимний период)	32
3.4 Расчет и анализ нормального режима (летний период)	37
3.5 Расчет и анализ послеаварийного режима	43
4 Разработка вариантов подключения ПС Дачная и Виразж к действующей сети	56
4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	56
5 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	61
5.1 Выбор сечения	61
5.2 Выбор опор ВЛЭП	63
5.3 Выбор силовых трансформаторов	64
5.4 Выбор интеллектуальных приборов учёта электроэнергии	66

6	Выбор оптимального варианта развития сети	70
6.1.	Расчет капиталовложений в реализацию проекта	70
6.2.	Расчет эксплуатационных издержек при эксплуатации проектов	71
6.3.	Оценка экономической эффективности проекта	73
7	Расчет токов короткого замыкания	77
7.1.	Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin3	77
7.2.	Выбор выключателей	83
8	Выбор оборудования	86
8.1	Выбор и проверка выключателей	86
8.2	Выбор разъединителя	90
8.3	Выбор ОПН	90
8.4	Выбор трансформатора напряжения	91
8.5	Выбор предохранителей	92
8.6	Выбор трансформатора тока	92
8.7	Выбор опорных изоляторов	96
9	Расчет показателей надёжности	97
9.1.	Задачи расчета показателей надежности	97
9.2.	Расчет параметров показателей надежности	97
10	Расчёт установившегося режима	100
	Заключение	104
	Библиографический список	105
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №1	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №2	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №1	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №2	113
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д Расчет надёжности для варианта №2	115

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДИЭ – датчик измерения энергии;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- ИДД – доходность дисконтированных инвестиций;
- ИПУЭ – интеллектуальные приборы учета электроэнергии;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТ – мобильный терминал;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПВК – программно вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

В феврале 2022 года между правительством Приморского края и компанией АО «ДРСК» был подписан договор на строительство подстанций Дачная и Виразж, в рамках программы развития электроэнергетики Приморского края на 2022 – 2026 годы [43]. Данная федеральная программа включает в себя планы модернизации и реконструкции электросетевого комплекса Приморского края (МиРЭК), включающие в себя подключение подстанций необходимых для электроснабжения потребителей в п. Соловей-Ключ суммарной мощностью 8 МВт. Данное решение позволит присоединить новых потребителей, планируемых при развитии ТОР на территории района, и повысить надежность электроснабжения существующих.

Для достижения цели, поставленной в договоре, было принято решение о строительстве ПС Дачная и ПС Виразж. Для написания магистерской диссертации была выбрана тема: «Проектирование развития электрических сетей напряжением 110 кВ Надеждинского района Приморского края для подключения подстанций Дачная и Виразж с применением инновационного оборудования».

Актуальность данной темы заключается, в необходимости в настоящее время подключения дополнительных центров питания в связи с подключением новых потребителей в рамках развития ТОР «Надеждинская»

Объект исследования – электрические сети 35-110 кВ Надеждинского района Приморского края.

Предмет исследования – применение инновационного оборудования при подключении новых потребителей.

Цель магистерской диссертации – разработка оптимального варианта для подключения ПС Дачная и ПС Виразж.

При выполнении магистерской работы были решены следующие задачи:

1. Выполнить характеристику района проектирования.
2. Выполнить анализ действующей электроэнергетической системы района проектирования.

3. Провести прогнозирование электрических нагрузок.
4. Произвести расчёт нормальных и послеаварийных электрических режимов в ПК RastrWin3 с учётом прогноза электрических нагрузок и выявить слабые места схемы электрической сети;
5. Предложить нескольких технических вариантов развития сети;
6. Определить основные технические решения для вариантов развития сети;
7. Подобрать инновационное оборудование, применяемое в вариантах развития сети;
8. Определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчета экономической эффективности проекта;
9. Рассчитать токи КЗ на шинах высокого и низкого напряжения, проектируемого технического объекта.
10. Выбрать оборудование на проектируемых ПС.

При проектировании использовались материалы о географическом расположении источников питания и пунктов приема электроэнергии, характеристиках потребителей района проектирования схема и программа развития Приморского края на 2022-2026 годы, нормальная однолинейная схема сети, данные контрольных замеров.

За время подбора, проверки, анализа и систематизации материалов для написания магистерской диссертации, было принято участие в научных конференциях, с последующей публикацией научных статей.

Было принято участие в научных конференциях: XXX научная конференция «День науки» - АмГУ 2021, XXII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» XXXI научная конференция «День науки» - АмГУ, XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая характеристика Надеждинского района

Надеждинский район находится на юге Приморского края. Граничит с районами: Уссурийским, Хасанским; городами: Артемом, Владивостоком. Часть границ района приходится на морское побережье. Район образован в 1937 году. Районный центр – с. Вольно-Надеждинское. Занимает территорию 1595,7 кв. км., что составляет около 1% площади Приморского края. Надеждинский район занимает 25 место в Приморском крае по территории и 11 место по численности населения. В районе расположено 34 населенных пункта. По территории района проходят государственная автомобильная трасса федерального значения и Транссибирская железнодорожная магистраль.

Территория района включает в себя ТОР «Надеждинская». ТОР «Надеждинская» – это многопрофильная производственно-логистическая площадка типа «Гринфилд», расположенная в посёлке Новый Надеждинского района в 32 км от города Владивостока на площади 806,8 га. Данная территория имеет особую налоговую ставку и правовой режим, созданный для облегчения и ускоренного развития предпринимательских и иных видов деятельности, призванный сформировать условия, необходимые для привлечения инвестиций.

1.2 Климатическая характеристика Надеждинского района

Надеждинский район Приморского края имеет характерные признаки муссонного климата. Тёплое лето с высоким количеством осадков, обеспечивает самую высокую температуру августа в районе 20 градусов по Цельсию. Абсолютный максимум температуры был зафиксирован в районе 38 градусов по Цельсию. Малоснежная зима с высокой периодичностью ветров в данном районе обеспечивают среднюю температуру зимой в январе около минус 20 градусов по Цельсию. Абсолютный минимум был зафиксирован в районе минус 46 градусов по Цельсию. Для выбора оборудования, глубину промерзания грунта принимаем за 150 сантиметров.

Таблица 1 – Климатические показатели

Климатические условия	Расчетная величина
Район по гололеду	4
Нормативная стенка гололеда , мм	20
Район по ветру	4
Низшая температура воздуха	- 17,1
Среднегодовая температура воздуха	+ 8,6
Высшая температура воздуха	+ 16,3
Число грозных часов в год	от 10 до 20
Степень загрязнения атмосферы	1
Глубина промерзания грунтов , м	1,5
Сейсмичность района , баллы	7
Количество зимних дней	200
Количество летних дней:	165

1.3 Экономическая характеристика Надеждинского района

Экономика муниципального района представлена следующими видами экономической деятельности:

1) Добыча полезных ископаемых (песок, песчано-гравийная смесь, гравий, щебень). Основные организации: ООО «Карьер-ДВ», ООО «Универсал-Сервис», ООО «Карьер Приморский»;

2) Обрабатывающее производство:

Производство пищевых продуктов (хлеб и хлебобулочные изделия, разлив минеральной питьевой воды, производство пива, переработка рыбной продукции). Основные организации: ООО «Русский минтай», ООО «Надеждинская производственная компания», ООО «Серебряный лотос», ООО «Минеральные воды», ООО «Минеральные воды», ООО «Серебряный лотос Раздольное», ООО «Пивоварня»;

Производство строительных материалов (плиты ГСБ, силикатный и красный кирпич, стеновые блоки, брусчатка, холодная асфальтовая смесь, производство полимерной продукции, производство сэндвич-панелей для строительства малоэтажного жилья). Основные организации: ОАО «Тереховский ЗБИ», ООО «Сил Бет», ООО «Приморский кирпич», ООО «Домостроительный комбинат Приморье», ООО «ЭКОПАН ВСК», ООО «Алмаз»;

Текстильное производство (производство орудий лова). Основные организации: ООО «Морское снабжение», ООО «Тавричанская сетевязальная фабрика», ООО «Калан»;

Производство пластмассовых изделий. Основные организации: ООО «Приморский завод «Европласт», ООО «Примполимер»;

3) Сельское хозяйство (ООО «ГРИН СТАР III»);

4) Строительство (Основные организации: ООО «ДНС ДОМ», ООО ДС «Надеждинское», ООО «Полимерстройпроект»);

5) Оптовая торговля (ООО «Дикси-Трейдинг»)

6) Розничная торговля;

7) Общественное питание;

8) Платные услуги.

Крупными и средними организациями, осуществляющими деятельность на территории муниципального района, являются Надеждинский филиал АО «Примавтодор», ООО «Приморский завод «Европласт», ООО «Русский минтай», ООО «Логистический комплекс «Дилан», ООО «Газпром Гелий Сервис», ООО «Арника», ООО «Домостроительный комбинат «Приморье», ООО «Дикси-Трейдинг», ООО «Карьер ДВ» и ООО «Морское снабжение». Остальные организации являются малыми предприятиями.

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно – режимной ситуации электрической сети, к которой будут подключены проектируемые подстанции. Цель данного пункта заключается в описании состояния электроэнергетической системы района, для дальнейшего рассмотрения состояния сети перед проектированием развития.

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Для выполнения структурного анализа рассматриваемого района, необходимо выполнить следующие задачи:

- описать характеристику подстанций, питающих систему;
- определить номинальные напряжения сетей;
- для каждой подстанции указать тип РУ;
- рассчитать мощность трансформаторов, установленных на подстанциях и указать их основные характеристики;
- провести анализ линий электропередачи.

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести

Анализ схемно-режимной ситуации рассматриваемого района начнём с составления графа существующих сетей, данную схему будем использовать в дальнейшем для проработки вариантов развития электрической сети района проектирования.

Граф электрических сетей Надеждинского района представлен на рисунке 1.

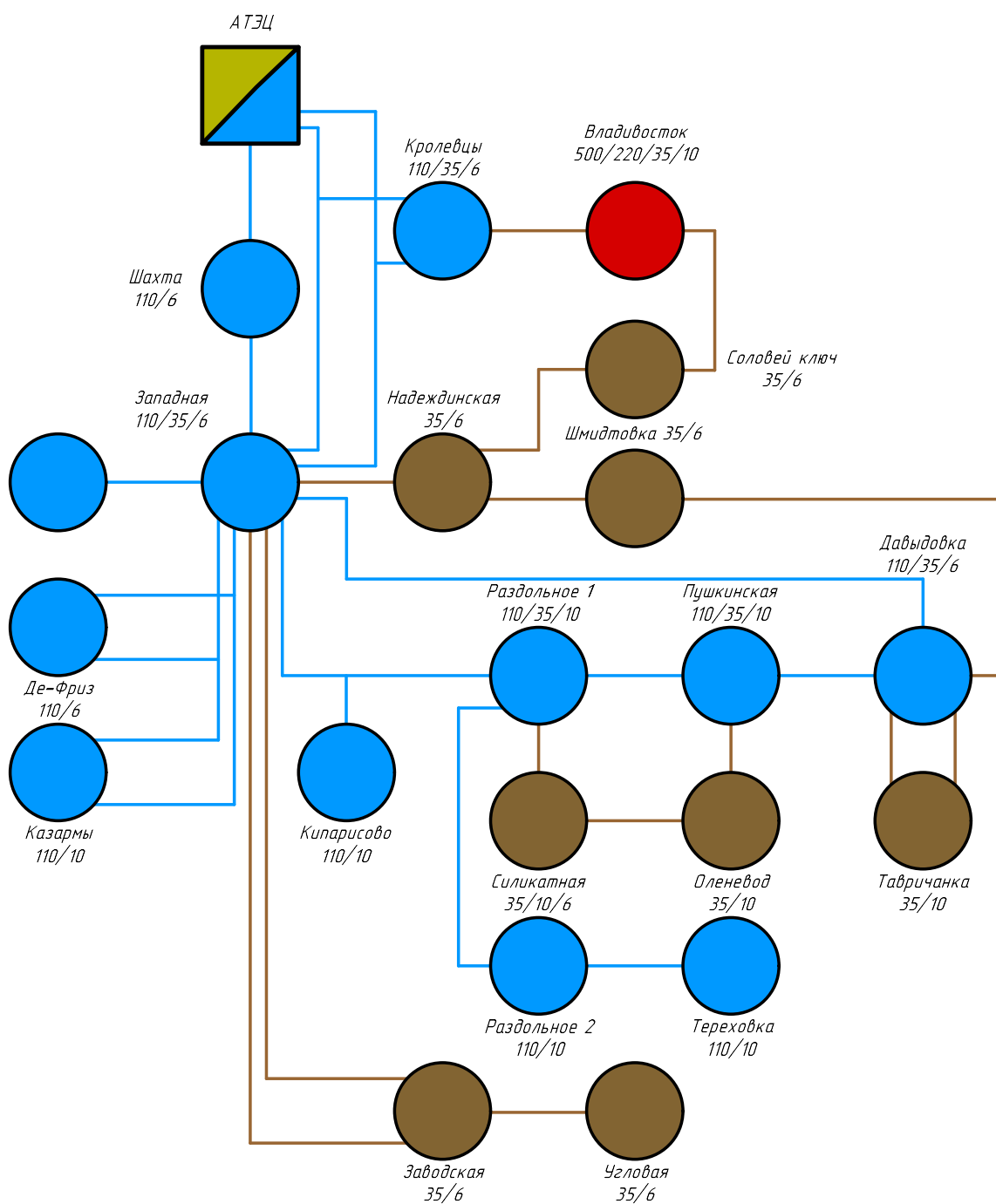


Рисунок 1 – Граф участка сети Надеждинского района

2.1.1 Характеристика источников питания Надеждинского района Приморского края

Потребность в генерирующей мощности энергии района покрывается за счет собственных электрической станции юга Приморского края Артёмовской ТЭЦ и перетоков мощности от Приморской ГРЭС и из ОЭС Востока.

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

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;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н – Две рабочие и обходная системы шин. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 13 – Две рабочие системы шин.

Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи. На Артёмовской ТЭЦ предусмотрена обратная схема технического водоснабжения с башенными градирнями. Подпитка системы технического водоснабжения осуществляется от двух источников (гидроузлов) - р. Кучелинова падь и р. Артемовка.

2.1.2 Структурный анализ электрических сетей.

Для выбранного участка произведен структурный анализ линий электропередачи напряжением 110-35 кВ [3].

Таблица 2 – Структурный анализ линий

Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
1	2	3	4
110 кВ			
АТЭЦ – Шахта 7	14,4	АССС-150х28	ВЛ
АТЭЦ – Кролевцы	2х11,6	АС-150	ВЛ
Кролевцы – Западная	29,02	АС-150	ВЛ
Шахта 7 – Западная	0,6	АС-120	ВЛ
	5,6	М-70	
Западная – Надеждинская/т	16,4	АС-150	ВЛ
Западная – Казармы	2х6,45	АСКП 120	ВЛ
Де Фриз – Отп.55	2х11,1	АСКП 120	ВЛ
Западная – Раздольное 1	29,2	АС-120	ВЛ
Отп. 105 – Кипарисово	0,035	АС-120	ВЛ
Раздольное 1 – Пушкинская	9,22	АС-150	ВЛ
Раздольное 1 – Раздольное 2	0,8	АС-120	ВЛ
Раздольное 2 – Тереховка	19,6	АС-120	ВЛ
Пушкинская – Давыдовка	31,66	АС-150	ВЛ
Давыдовка – Западная	4,49	АС-120	ВЛ
	14,96	М-70	
35 кВ			
Западная – Надеждинская	0,3	М-50	ВЛ
	8,2	АС-150	
Надеждинская – Соловей ключ	0,45	АС-70	ВЛ
	0,56	АС-95	
	8,99	АС-70	

1	2	3	4
Соловей ключ – Владивосток	14,95	АС-70	ВЛ
Владивосток – Кролевцы	15,21	АС-70	ВЛ
Раздольное 1 – Силикатная	5,5	АС-95	ВЛ
Силикатная – Оленевод	8	АС-95	ВЛ
Оленевод – Пушкинская	3,42	АС-95	ВЛ
Давыдовка – Тавричанка	5,3	АС-120	ВЛ
	5,3	АС-95	
Давыдовка – Шмидтовка	18,2	АС-95	ВЛ
Шмидтовка – Надеждинская	12,2	АС-70	ВЛ
Западная – Заводская	2х3	АС-240	ВЛ
Заводская – Угловая	0,54	АС-240	ВЛ
	2,48	М-70	

ВЛ данного района напряжением 110 кВ в основном выполнены алюминиевыми проводами, но также присутствуют линии в медном исполнении. ВЛ 35 кВ выполнены большей частью алюминиевыми проводами, а также существует линия Заводская – Угловая, выполненная в медном исполнении. Кабельных линий в данном районе не существует.

2.1.3 Структурный анализ ПС.

Таблица 3 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4

1	2	3	4
ПС 110/6 кВ Шахта 7	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
ПС 110/35/6 кВ Западная	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА
ПС 110/35/6 кВ Кролевцы	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
ПС 35/6 кВ Соловей ключ	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 6,3 МВА Т-2 6,3 МВА
ПС 35/6 кВ Надеждин- ская	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
ПС 110/35/27,5 Надеждин- ская/т	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА
ПС 35/6 кВ Шмидтовка	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 2,5 МВА Т-2 2,5 МВА

1	2	3	4
ПС 110/35/6 кВ Давы- довка	Проходная	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 25 МВА T-2 25 МВА
ПС 35/10 кВ Тавричанка	Тупиковая	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА
ПС 110/35/10 кВ Пушкин- ская	Проходная	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
ПС 35/10 кВ Оленевод	Проходная	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 2,5 МВА T-2 1,6 МВА
ПС 35/10/6 кВ Силикат- ная	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА
Раздольное 1 110/35/10	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА
Раздольное 2 110/10	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА
Тереховка 110/10	Тупиковая	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА

1	2	3	4
Кипарисово 110/10	Ответви- тельная	3Н – Блок (линия – трансформатор) с выключателем	Т-1 6,3 МВА
Заводская 35/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 6,3 МВА Т-2 6,3 МВА
Угловая 35/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
Де-Фриз 110/6	Ответви- тельная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Т-1 10 МВА Т-2 10 МВА
Казармы 110/10	Тупиковая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ре- монтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 10 МВА Т-2 10 МВА

Как видно из анализа подстанций на данном участке, самыми распространёнными являются проходные ПС выполненные по схеме 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

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

2.1.4 Перечень установленных на ПС трансформаторов.

Таблица 4 – Трансформаторы, установленные на ПС.

Подстанция	№ ТР	Номинальная мощность, МВА	U, Кв	Марка
1	2	3	4	5
Шахта 7	1	16	110	ТДН-16000/110
	2	16		ТДН-16000/110
Западная	1	40	110	ТДТН-40000/110
	2	40		ТДТН-40000/110
Кролевцы	1	25	110	ТДТН-25000/110
	2	25		ТДТН-25000/110
Соловей ключ	1	6,3	35	ТМН-6300/35
	2	6,3		ТМН-6300/35
Надеждинская	1	16	35	ТДНС-16000/35
	2	16		ТДНС-16000/35
Надеждинская/т	1	40	110	ТДТНЖ-40000/110
	2	40		ТДТНЖ-40000/110
Шмидтовка	1	2,5	35	ТМН-2500/35
	2	2,5		ТМН-2500/35
Давыдовка	1	25	110	ТДТН-25000/110
	2	25		ТДТН-25000/110
Тавричанка	1	5,6	35	ТМН-6300/35
	2	5,6		ТМН-6300/35
Пушкинская	1	16	110	ТДТН-16000/110
	2	16		ТДТН-16000/110
Оленевод	1	2,5	35	ТМН-2500/35
	2	1,6		ТМ-1600/35

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Силикатная	1	6,3	220	ТМН-6300/35
	2	6,3		ТМН-6300/35
Раздольное 1	1	16	110	ТДТН-16000/110
Раздольное 2	1	16	110	ТДТН-16000/110
Тереховка	1	6,3	110	ТМТН-6300/110
	2	6,3		ТМТН-6300/110
Кипарисово	1	6,3	110	ТМН-6300/110
Заводская	1	6,3	35	ТМН-6300/35
	2	6,3		ТМН-6300/35
Угловая	1	16	35	ТДНС-16000/35
	2	16		ТДНС-16000/35
Де-Фриз	1	10	110	ТДН-10000/110
	2	10		ТДН-10000/110
Казармы	1	10	110	ТДН-10000/110
	2	10		ТДН-10000/110

В данном этапе анализа был составлен эквивалент схемы распределительной сети, для произведения расчета и анализа режимной ситуации.

Основная задача эквивалентирования – преобразование реальной схемы сети в обобщённый вид таким методом, чтобы при анализе режимной ситуации использовались достоверные значения электрической нагрузки всех узлов существующей сети [49].

Для эквивалентирования принимаем участок электрической схемы Надеждинского района, который включает в себя: Артёмовскую ТЭЦ, ПС Шахта 7, ПС Западная, ПС Кролевцы, ПС Соловей ключ, ПС Надеждинская, ПС Надеждинская/т, ПС Шмидтовка, ПС Давыдовка, ПС Тавричанка, ПС Пушкинская, ПС Оленевод, ПС Силикатная, ПС Раздольное 1, ПС Раздольное 2, ПС Тереховка, ПС Кипарисово, ПС Заводская, ПС Угловая, ПС Де-Фриз, ПС Казармы.

Для расчета режима необходимо осуществить прогнозирование нагрузок, действующих подстанции.

3.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Целью данного пункта является расчёт вероятностно – статистических и режимных характеристик потребителей, используемых при выборе оборудования.

При прогнозировании нагрузки на подстанциях рассматриваемого участка схемы, используются данные схемы потокораспределения сверенные с данными контрольных замеров, проведённых 18 декабря и 19 июля 2021 года.

Таблица 5 – Действующие нагрузки на ПС

ПС	Период летних нагрузок			Период зимних нагрузок		
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7
Шахта 7	11,5	2,8	0,243	19,6	7,6	0,388
Западная	10,1	3	0,297	21,6	4,3	0,199
Кролевцы	5,7	1,8	0,316	9,6	1,9	0,198
Соловей ключ	2,9	0,9	0,31	5,7	1,1	0,193

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Надеждинская	7,5	2,6	0,347	17	3,4	0,2
Надеждинская/тяга	6,6	9,2	1,394	7,8	7,2	0,923
Шмидтовка	1,3	0,5	0,385	3,5	0,7	0,2
Давыдовка	2,3	0,9	0,391	4,5	0,8	0,178
Тавричанка	3,5	1,3	0,371	6,4	4,8	0,75
Пушкинская	0,1	0,04	0,4	0,1	0,04	0,4
Оленевод	0,2	0,1	0,5	0,5	0,1	0,2
Силикатная	2,5	1	0,4	2	0,4	0,2
Раздольное 1	3,7	1,5	0,405	6	1,2	0,2
Раздольное 2	0,4	0,2	0,5	1	0,4	0,4
Тереховка	1,2	0,5	0,417	0,5	0,3	0,6
Кипарисово	1	0,6	0,6	1,9	0,4	0,211
Заводская	1,7	0,6	0,353	3,6	0,7	0,194
Угловая	4,7	1,4	0,298	7,6	1,5	0,197
Де-Фриз	1,3	0,4	0,308	4,7	1,4	0,298
Казармы	2,8	0,8	0,286	2	0,7	0,35

Произведем расчет вероятностных характеристик и коэффициентов:

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

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар},$$

где, P_{cp}, Q_{cp} – средняя мощность;

T – рассматриваемый период;

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

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

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi},$$

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

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

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

$$Q_{max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1})$$

где, P_{max}, Q_{max} – средняя мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}}, \quad (4)$$

где, k_3 – коэффициент заполнения.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [50].

Таблица 6 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов активной нагрузки (зима)

ПС	$P_{cp}, MВт$	$P_{эф}, MВт$	$P_{max}, MВт$
Шахта 7	19,6	20,1	22,89
Западная	21,6	8,48	25,22
Кролевцы	9,6	9,84	10,47
Соловей ключ	5,7	5,84	6,22
Надеждинская	17	17,42	19,1
Надеждинская/т	7,8	7,99	8,76
Шмидтовка	3,5	3,58	3,81
Давыдовка	4,5	4,61	4,9
Тавричанка	6,4	6,56	7,47
Пушкинская	0,1	0,1	0,11
Оленевод	0,5	0,51	0,54
Силикатная	2	2,05	2,24
Раздольное 1	6	6,15	6,54
Раздольное 2	1	1,03	1,09
Тереховка	0,5	0,51	0,59
Кипарисово	1,9	1,94	2,07
Заводская	3,6	3,69	3,92
Угловая	7,6	7,79	8,29
Де-Фриз	4,7	4,82	5,12
Казармы	2	2,06	2,18

Таблица 7 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов реактивной нагрузки (зима)

ПС	$Q_{cp}, Мвар$	$Q_{эф}, Мвар$	$Q_{max}, Мвар$
1	2	3	4
Шахта 7	7,6	7,79	8,87

1	2	3	4
Западная	4,3	4,4	5,02
Кролевцы	1,9	1,94	2,07
Соловей ключ	1,1	1,12	1,2
Надеждинская	3,4	3,48	3,82
Надеждинская/т	7,2	7,38	8,09
Шмидтовка	0,7	0,72	0,76
Давыдовка	0,8	0,82	0,87
Тавричанка	4,8	4,92	5,6
Пушкинская	0,04	0,04	0,05
Оленевод	0,1	0,1	0,11
Силикатная	0,4	0,41	0,45
Раздольное 1	1,2	1,23	1,31
Раздольное 2	0,4	0,41	0,43
Тереховка	0,3	0,31	0,36
Кипарисово	0,4	0,41	0,43
Заводская	0,7	0,71	0,76
Угловая	1,5	1,54	1,63
Де-Фриз	1,4	1,42	1,52
Казармы	0,7	0,72	0,76

Таблица 8 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов активной нагрузки (лето)

ПС	$P_{cp}, MВт$	$P_{эф}, MВт$	$P_{max}, MВт$
1	2	3	4
Шахта 7	11,5	11,78	13,43
Западная	10,1	10,35	11,78
Кролевцы	5,7	5,84	6,22
Соловей ключ	2,9	2,97	3,16
Надеждинская	7,5	7,68	8,43
Надеждинская/т	6,6	6,76	7,41
Шмидтовка	1,3	1,33	1,43

1	2	3	4
Давыдовка	2,3	2,35	2,5
Тавричанка	3,5	3,58	4,09
Пушкинская	0,1	0,1	0,12
Оленевод	0,2	0,21	0,22
Силикатная	2,5	2,56	2,81
Раздольное 1	3,7	3,79	4,04
Раздольное 2	0,4	0,41	0,43
Тереховка	1,2	1,23	1,43
Кипарисово	1	1,02	1,09
Заводская	1,7	1,74	1,85
Угловая	4,7	4,81	5,12
Де-Фриз	1,3	1,33	1,42
Казармы	2,8	2,87	3,05

Таблица 9– Значения вероятностных характеристик и коэффициентов реактивной нагрузки (лето)

ПС	$Q_{cp}, \text{Мвар}$	$Q_{эф}, \text{Мвар}$	$Q_{max}, \text{Мвар}$
1	2	3	4
Шахта 7	2,8	2,87	3,27
Западная	3	3,07	3,5
Кролевцы	1,8	1,84	1,96
Соловей ключ	0,9	0,92	0,98
Надеждинская	2,6	2,66	2,92
Надеждинская/т	9,2	9,43	10,34
Шмидтовка	0,5	0,51	0,54
Давыдовка	0,9	0,92	0,98
Тавричанка	1,3	1,33	1,51
Пушкинская	0,04	0,04	0,05
Оленевод	0,1	0,1	0,11
Силикатная	1	1,02	1,12
Раздольное 1	1,5	1,53	1,63

1	2	3	4
Раздольное 2	0,2	0,21	0,22
Тереховка	0,5	0,51	0,59
Кипарисово	0,6	0,62	0,65
Заводская	0,6	0,62	0,65
Угловая	1,4	1,43	1,52
Де-Фриз	0,4	0,41	0,43
Казармы	0,8	0,83	0,87

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов.

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

где, $P_{\text{баз}}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой прирост электрической нагрузки; Согласно [43], за 2023-2027 годы для Приморского края составит – 2,46 %.

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозируемые нагрузки на ПС

ПС	Период летних нагрузок		Период зимних нагрузок	
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
1	2	3	4	5
Шахта 7	12,99	3,16	22,13	8,58
Западная	11,4	3,38	24,39	4,85
Кролевцы	6,44	2,03	10,84	2,14
Соловей ключ	3,27	1,01	6,44	1,24
Надеждинская	8,47	2,96	19,2	3,83
Надеждинская/т	7,45	10,39	8,81	8,13

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Шмидтовка	1,47	0,56	3,95	0,79
Давыдовка	2,6	1,01	5,08	0,9
Тавричанка	3,95	1,46	7,23	5,42
Пушкинская	0,11	0,04	0,11	0,04
Оленевод	0,23	0,11	0,56	0,11
Силикатная	2,82	1,13	2,26	0,45
Раздольное 1	4,18	1,69	6,78	1,35
Раздольное 2	0,45	0,22	1,13	0,45
Тереховка	1,36	0,56	0,56	0,33
Кипарисово	1,13	0,67	2,15	0,45
Заводская	1,92	0,67	4,07	0,79
Угловая	5,31	1,58	8,58	1,69
Де-Фриз	1,47	0,45	5,31	1,58
Казармы	3,16	0,9	2,26	0,79

Для дальнейшего проектирования и расчета режимов электрической сети используем спрогнозированные нагрузки, представленные в таблице 10.

3.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Для решения поставленных в ходе проектирования задач, был использован программный комплекс RastrWin3.

В магистерской работе с помощью данной программы было произведено:

- Расчет установившихся режимов существующих электрических сетей района проектирования;
- Расчет электрических параметров нормальных и аварийных режимов (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Эквивалентирование элементов электрических сетей;
- Разработка вариантов подключения планируемого потребителя к существующей сети;

- Расчёт изменений параметров трансформаторов при изменениях положений РПН;
- Расчёт длительно допустимых токов для ЛЭП района проектирования;
- Анализ загрузки трансформаторов;
- Моделирование аварийной ситуации, посредством отключения ЛЭП, анализ аварийного режима;
- Определение узких мест существующей электрической сети;

3.3 Расчет и анализ нормального режима (зимний период)

Произведем расчет нормального режима электрической сети в зимний период. За базисный узел примем шины 110 кВ ПС Артёмовской ТЭЦ, узел генерации – шины 110 кВ Артёмовской ТЭЦ. Ниже представлены таблицы с основными параметрами расчетной модели электрической сети для расчета в ПВК RastrWin 3.

Таблица 11 – Результат расчёта узлов зимнего периода в ПВК RastrWin 3.

Название	Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
		$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВар	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Артёмовская ТЭЦ	110	0	0	145,2	59,4	115	115,5	5
Отпайка 129	110	0	0	0	0	0	114,27	3,88
Кролевцы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	114,23	3,85
Кролевцы нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	113,85	3,5
Кролевцы нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	113,85	3,5
Кролевцы СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,85	5,29
Кролевцы НН 6 кВ	6	10,84	2,14	0	0	0	6,23	3,97
Шахта 7 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	112,42	2,2
Шахта 7 НН 6 кВ	6	22,13	8,58	0	0	0	5,95	-0,8

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Западная ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,4	1,28
Западная нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	106,44	-3,23
Западная нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	108,23	-1,60
Западная СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,24	3,54
Западная НН 6 кВ	6	24,39	4,85	0	0	0	5,86	-2,18
Соловей ключ ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,37	-1,77
Соловей ключ НН 6 кВ	6	3,84	1,13	0	0	0	5,82	-2,84
Надеждинская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,13	-2,45
Надеждинская НН 6 кВ	6	19,2	3,83	0	0	0	5,71	-4,67
Надеждинская/т ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,63	0,57
Надеждинская/т НН 27.5 кВ	27.5	8,81	8,13	0	0	0	27,1	-1,42
Шмидтовка ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,64	-3,87
Шмидтовка НН 6 кВ	6	3,95	0,79	0	0	0	5,81	-3,08
Давыдовка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	106,14	-3,5
Давыдовка нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	104,58	-4,92
Давыдовка нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	104,58	-4,92
Давыдовка СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,84	-3,29
Давыдовка НН 6 кВ	6	5,08	0,9	0	0	0	5,74	-4,3
Тавричанка ВН 35кВ	35	0	0	0	0	0	33,48	-4,33
Тавричанка НН 6 кВ	6	7,23	5,42	0	0	0	5,9	-1,54
Пушкинская ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	107,73	-2,05
Пушкинская нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	107,72	-2,07
Пушкинская нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	107,72	-2,07

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пушкинская СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,23	-2,17
Пушкинская НН 10 кВ	10	0,11	0,04	0	0	0	9,8	-1,98
Оленевод ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,09	-2,57
Оленевод НН 10 кВ	10	0,56	0,11	0	0	0	9,72	-2,74
Силикатная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,82	-3,36
Силикатная НН 10 кВ	10	2,26	0,45	0	0	0	9,63	-3,69
Раздольное 1 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,26	-1,57
Раздольное 1 нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	106,09	-3,55
Раздольное 1 СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,76	-3,53
Раздольное 1 НН 10 кВ	10	6,78	1,35	0	0	0	9,57	-4,26
Раздольное 2 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,26	-1,58
Раздольное 2 НН 10 кВ	10	1,13	0,45	0	0	0	9,79	-2,05
Тереховка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,22	-1,61
Тереховка НН 10 кВ	10	0,56	0,33	0	0	0	9,79	-2,05
Отпайка 105	110	0	0	0	0	0	109,19	-0,72
Кипарисово ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	109,19	-0,72
Кипарисово НН 10 кВ	10	2,15	0,45	0	0	0	9,81	-1,8
Заводская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,2	3,43
Заводская НН 6 кВ	6	4,07	0,79	0	0	0	6,25	4,26
Угловая ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,98	2,81
Угловая НН 6 кВ	6	8,58	1,69	0	0	0	6,12	2,03
Отпайка 55	110	0	0	0	0	0	111,35	1,23
Казармы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,32	1,2
Казармы НН 10 кВ	10	2,26	0,79	0	0	0	10,06	0,66
Де фриз ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,13	1,03

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Де фриз НН 6 кВ	6	5,31	1,58	0	0	0	5,98	-0,17
ПС Владивос- сток СН 35 кВ	35	0	0	0	0	36,5	35,58	1,67

Загрузку линий оценим по соотношению длительно допустимых токов проводников к току, полученному при расчёте режима.

Длительно допустимый ток – это значение тока, которое проводник способен выдерживать свой срок службы без перегрева. Величина данного параметра зависит от температуры окружающей среды проводника и его сечения.

Таблица 12 – Результат расчёта ветвей зимнего периода в ПВК RastrWin 3.

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для темпе- ратуры 25°C, I _{доп_25} , А	Токо- вая за- грузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Артёмовская ТЭЦ - Шахта 7 ВН 110 кВ	363,85	363,86	450	80,9
Западная СН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	345,17	345,43	450	76,8
Шахта 7 ВН 110 кВ - Западная ВН 110 кВ	237,41	237,74	340	69,9
ПС Владивосток СН 35 кВ - Кролевцы СН 35 кВ	133,17	133,33	265	50,3
Соловей ключ ВН 35 кВ - ПС Владивосток СН 35 кВ	132,98	133,17	265	50,3
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	210,8	211,42	450	47
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	210,8	211,42	450	47
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 105	159,5	160,4	375	42,8
Заводская ВН 35 кВ - Угловая ВН 35 кВ	141,27	141,3	340	41,6
Отпайка 105 - Раздольное 1 ВН 110 кВ	148,65	149,07	375	39,8
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	165,23	167,28	450	37,2
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	165,23	167,28	450	37,2
Западная СН 35 кВ - Заводская ВН 35 кВ	207,79	207,83	610	34,1

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Надеждинская ВН 35 кВ - Соловей ключ ВН 35 кВ	83,67	83,97	265	31,7
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Пушкинская ВН 110 кВ	110,75	111,11	450	24,7
Пушкинская СН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	78,8	78,79	330	23,9
Давыдовка СН 35 кВ - Шмидтовка ВН 35 кВ	57,62	57,08	265	21,7
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	81,19	81,36	375	21,7
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	81,19	81,36	375	21,7
Силикатная ВН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	69,39	69,42	330	21
Шмидтовка ВН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	55,59	55,04	265	21
Пушкинская ВН 110 кВ - Давыдовка ВН 110 кВ	86,54	88,29	450	19,6
Западная ВН 110 кВ - Надеждинская/т ВН 110 кВ	61,89	63,83	450	14,2
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	48,68	48,7	450	10,8
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	48,68	48,7	450	10,8
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 55	40,71	40,82	390	10,5
Раздольное 1 СН 35 кВ - Силикатная ВН 35 кВ	33,28	33,39	330	10,1
Отпайка 55 - Де фриз ВН 110 кВ	28,56	29,1	390	7,5
Отпайка 55 - Казармы ВН 110 кВ	12,26	12,48	390	3,2
Отпайка 105 - Кипарисово ВН 110 кВ	11,75	11,75	375	3,1
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Раздольное 2 ВН 110 кВ	9,06	9,07	390	2,3
Раздольное 2 ВН 110 кВ - Тереховка ВН 110 кВ	3,32	3,48	375	0,9

Как видно из таблицы, в районе проектирования имеется два узких участка, ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 ВН 110 кВ и ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ. Первый участок отличается самой высокой нагрузкой линий

в районе, второй участок в послеаварийном режиме вызывает значительное ухудшение качества электроэнергии и понижение уровня напряжения, допустимого в рамках ГОСТ 29322-2014, но недостаточного для подключения планируемого потребителя в данном районе. Следовательно, для расчёта аварийного режима будем использовать схемы с отключением данных линии.

3.4 Расчет и анализ нормального режима (летний период)

Таблица 13 – Результат расчёта узлов летнего периода в ПВК RastrWin 3.

Название	Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
		$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВар	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Артёмовская ТЭЦ	110	0	0	82	33,26	115	115,5	5
Отпайка 129	110	0	0	0	0	0	114,79	4,35
Кролевцы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	114,77	4,33
Кролевцы нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	114,14	3,76
Кролевцы нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	114,14	3,76
Кролевцы СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,95	5,58
Кролевцы НН 6 кВ	6	6,44	2,03	0	0	0	6,25	4,29
Шахта 7 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	113,8	3,45
Шахта 7 НН 6 кВ	6	12,99	3,16	0	0	0	6,17	2,86
Западная ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	113,18	2,89
Западная нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	111,3	1,18
Западная нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	111,3	1,18
Западная СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,02	2,94
Западная НН 6 кВ	6	11,4	3,38	0	0	0	6,1	1,67
Соловей ключ ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,27	0,77
Соловей ключ НН 6 кВ	6	3,27	1,01	0	0	0	5,99	-0,16

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Надеждинская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,18	0,53
Надеждинская НН 6 кВ	6	8,47	2,96	0	0	0	5,94	-0,92
Надеждин- ская/т ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	112,32	2,11
Надеждин- ская/т НН 27.5 кВ	27.5	7,45	10,39	0	0	0	27,39	-0,37
Шмидтовка ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,15	0,43
Шмидтовка НН 6 кВ	6	1,47	0,56	0	0	0	6,14	2,38
Давыдовка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,15	0,13
Давыдовка нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	109,36	-0,57
Давыдовка нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	109,36	-0,57
Давыдовка СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,4	1,16
Давыдовка НН 6 кВ	6	2,6	1,01	0	0	0	6,01	0,08
Тавричанка ВН 35кВ	35	0	0	0	0	0	35,27	0,78
Тавричанка НН 6 кВ	6	3,95	1,46	0	0	0	6,15	2,65
Пушкинская ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,91	0,83
Пушкинская нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	110,56	0,51
Пушкинская нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	110,56	0,51
Пушкинская СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,14	0,41
Пушкинская НН 10 кВ	10	0,11	0,04	0	0	0	10,06	0,6
Оленевод ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,01	0,05
Оленевод НН 10 кВ	10	0,23	0,11	0	0	0	9,99	-0,03
Силикатная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,74	-0,74
Силикатная НН 10 кВ	10	2,82	1,13	0	0	0	9,84	-1,5
Раздольное 1 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,2	1,09

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Раздольное 1 нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	109,16	-0,76
Раздольное 1 СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,72	-0,77
Раздольное 1 НН 10 кВ	10	4,18	1,69	0	0	0	9,84	-1,5
Раздольное 2 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,2	1,09
Раздольное 2 НН 10 кВ	10	0,45	0,22	0	0	0	10,09	0,93
Тереховка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,11	1,01
Тереховка НН 10 кВ	10	1,36	0,56	0	0	0	10,01	0,15
Отпайка 105	110	0	0	0	0	0	111,8	1,63
Кипарисово ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,8	1,63
Кипарисово НН 10 кВ	10	1,13	0,67	0	0	0	10,03	0,36
Заводская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36	2,85
Заводская НН 6 кВ	6	1,92	0,67	0	0	0	6,23	3,89
Угловая ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,85	2,43
Угловая НН 6 кВ	6	5,31	1,58	0	0	0	6,1	1,77
Отпайка 55	110	0	0	0	0	0	113,16	2,87
Казармы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	113,11	2,83
Казармы НН 10 кВ	10	3,16	0,9	0	0	0	10,22	2,2
Де фриз ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	113,1	2,82
Де фриз НН 6 кВ	6	1,47	0,45	0	0	0	6,14	2,43
ПС Владиво- сток СН 35 кВ	35	0	0	0	0	36,5	36,1	3,15

Таблица 14 – Результат расчёта ветвей летнего периода в ПВК RastrWin 3.

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I _{доп_25} , А	Токовая нагрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Артёмовская ТЭЦ - Шахта 7 ВН 110 кВ	203,57	203,58	450	45,2
Шахта 7 ВН 110 кВ - Западная ВН 110 кВ	135,5	135,9	340	40
Западная СН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	140,35	140,6	450	31,2
ПС Владивосток СН 35 кВ - Кролевцы СН 35 кВ	75,33	75,33	265	28,4
Соловей ключ ВН 35 кВ - ПС Владивосток СН 35 кВ	75,33	75,33	265	28,4
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	119,45	120,09	450	26,7
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	119,45	120,09	450	26,7
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 105	98,96	99,93	375	26,6
Заводская ВН 35 кВ - Угловая ВН 35 кВ	89,74	89,77	340	26,4
Отпайка 105 - Раздольное 1 ВН 110 кВ	93,3	93,73	375	25
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	91,74	93,82	450	20,9
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	91,74	93,82	450	20,9
Западная СН 35 кВ - Заводская ВН 35 кВ	122,44	122,49	610	20,1
Пушкинская СН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	63,06	63,1	330	19,1
Силикатная ВН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	59,11	59,05	330	17,9
Западная ВН 110 кВ - Надеждинская/т ВН 110 кВ	65	67,35	450	15
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Пушкинская ВН 110 кВ	63,59	63,93	450	14,2
Надеждинская ВН 35 кВ - Соловей ключ ВН 35 кВ	28,05	28,35	265	10,7
Пушкинская ВН 110 кВ - Давыдовка ВН 110 кВ	43,28	44,84	450	10
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	34,74	34,85	375	9,3
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	34,74	34,85	375	9,3

1	2	3	4	5
Давыдовка СН 35 кВ - Шмидтовка ВН 35 кВ	24,13	24,25	265	9,2
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	28,92	28,97	450	6,4
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	28,92	28,97	450	6,4
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 55	24,02	24,1	390	6,2
Раздольное 1 СН 35 кВ - Силикатная ВН 35 кВ	15	15,19	330	4,6
Раздольное 1 СН 35 кВ - Силикатная ВН 35 кВ	15	15,19	330	4,6
Отпайка 55 - Казармы ВН 110 кВ	16,68	16,87	390	4,3
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Раздольное 2 ВН 110 кВ	9,44	9,45	390	2,4
Шмидтовка ВН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	6,24	5,61	265	2,4
Раздольное 2 ВН 110 кВ - Тереховка ВН 110 кВ	7,07	7,71	375	2,1
Отпайка 55 - Де фриз ВН 110 кВ	7,51	7,87	390	2,0
Отпайка 105 - Кипарисово ВН 110 кВ	6,87	6,87	375	1,8

Как видно из таблицы, самой загруженной линией на данном участке в летний период является линия ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 ВН 110 кВ.

Для анализа загруженности трансформаторов необходимо вычислить коэффициент загрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки находится как отношение суммарной нагрузки одного трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки меньше 0,65 трансформатор является недогруженным, что приводит к необоснованным потерям. В режиме минимальных нагрузок возможно отключение трансформатора и перевод всей нагрузки на один трансформатор.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{ном}} \quad (7)$$

Таблица 15 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

ПС	Установленные трансформаторы	Коэффициент загрузки, Кз	
		Зимний период	Летний период
1	2	3	4
Шахта 7	ТДН-16000/110	0,68	0,33
	ТДН-16000/110	0,60	0,4
Западная	ТДТН-40000/110	0,84	0,37
	ТДТН-40000/110	0,51	0,26
Кролевцы	ТДТН-25000/110	0,44	0,25
	ТДТН-25000/110	0,23	0,13
Соловей ключ	ТМН-6300/35	0,59	0,28
	ТМН-6300/35	0,37	0,2
Надеждинская	ТДНС-16000/35	0,53	0,24
	ТДНС-16000/35	0,60	0,26
Надеждинская/т	ТДТНЖ-40000/110	0,26	0,28
	ТДТНЖ-40000/110	0	0
Шмидтовка	ТМН-2500/35	0,83	0,34
	ТМН-2500/35	0,60	0,17
Давыдовка	ТДТН-25000/110	0,76	0,35
	ТДТН-25000/110	0,17	0,8
Тавричанка	ТМН-6300/35	0,42	0,23
	ТМН-6300/35	0,79	0,42
Пушкинская	ТДТН-16000/110	0,09	0,03
	ТДТН-16000/110	0	0
Оленевод	ТМН-2500/35	0	0
	ТМ-1600/35	0,35	0,11
Силикатная	ТМН-6300/35	0	0
	ТМН-6300/35	0,36	0,45
Раздольное 1	ТДТН-16000/110	0,38	0,26
Раздольное 2	ТДТН-16000/110	0,07	0,02

1	2	3	4
Тереховка	ТМТН-6300/110	0	0
	ТМТН-6300/110	0,21	0,21
Кипарисово	ТМН-6300/110	0,34	0,16
Заводская	ТМН-6300/35	0,34	0,20
	ТМН-6300/35	0,20	0,05
Угловая	ТДНС-16000/35	0,69	0,28
	ТДНС-16000/35	0,29	0,18
Де-Фриз	ТДН-10000/110	0,29	0,14
	ТДН-10000/110	0,018	0,01
Казармы	ТДН-10000/110	0,17	0,12
	ТДН-10000/110	0,02	0,019

3.5. Расчет и анализ послеаварийного режима

Произведём расчёт послеаварийного режима в зимний период.

Режим становится аварийным в том случае, если система, при переходе из одного состояния нормы в другое, отмечается резкое изменение параметров частоты тока и напряжения. К аварийным вариантам работы электрических сетей относятся такие отклонения в работе, как:

1. Короткое замыкание — это электрическое соединение двух точек электрической цепи с разными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу или состояние, при котором сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания.

2. Перегрузка электросети. Причиной перегрузки является неспособность электроцепи или ее участка (проводка, выключатели, розетки и пр.) нормально (без перегрева, разрушения и т.д.) работать вследствие прохождения через них тока, превышающего допустимые значения для данной электроцепи (ее участка).

3. Скачок тока наблюдается, когда значение тока на короткий промежуток времени (доли секунды) превышает свое номинальное значение в 3-5 раз. Может быть следствием коммутации электроприборов (носит кратковременный характер).

4. Слабый ток. Причиной может быть разрыв цепи. В таком случае тускло горит лампа накаливания.

5. Скачок напряжения. Чаще возникает из-за ударов молнии. В большинстве случаев это приводит к выходу из строя электроприборов.

В качестве аварийного режима выберем отключение ЛЭП Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахта 7 и отключение ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ.

Произведем отключение линии Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахта 7, чтобы проанализировать уровни напряжения и проверить, будут ли соблюдаться нормальные уровни напряжения в узлах, будет ли снабжаться данный участок сети достаточным уровнем мощности.

Таблица 16 – Результат расчёта узлов первого варианта послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3.

Название	Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
		P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВт	Q_g , Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Артёмовская ТЭЦ	110	0	0	145,22	59,44	115	115,5	5
Отпайка 129	110	0	0	0	0	0	114,26	3,87
Кролевцы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	114,23	3,84
Кролевцы нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	113,69	3,35
Кролевцы нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	113,69	3,35
Кролевцы СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	37,44	6,97
Кролевцы НН 6 кВ	6	10,84	2,14	0	0	0	6,22	3,83
Шахта 7 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	112,45	2,23
Шахта 7 НН 6 кВ	6	22,13	8,58	0	0	0	5,95	-0,78
Западная ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,44	1,31

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Западная нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	106,58	-3,1
Западная нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	108,37	-1,47
Западная СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,28	3,67
Западная НН 6 кВ	6	24,39	4,85	0	0	0	5,87	-2,05
Соловей ключ ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,61	-1,08
Соловей ключ НН 6 кВ	6	3,84	1,13	0	0	0	5,87	-2,15
Надеждинская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,26	-2,09
Надеждинская НН 6 кВ	6	19,2	3,83	0	0	0	5,74	-4,31
Надеждин- ская/т ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,66	0,6
Надеждин- ская/т НН 27.5 кВ	27.5	8,81	8,13	0	0	0	27,11	-1,39
Шмидтовка ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,73	-3,62
Шмидтовка НН 6 кВ	6	3,95	0,79	0	0	0	5,83	-2,81
Давыдовка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	106,25	-3,4
Давыдовка нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	104,72	-4,79
Давыдовка нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	104,72	-4,79
Давыдовка СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,89	-3,16
Давыдовка НН 6 кВ	6	5,08	0,9	0	0	0	5,74	-4,18
Тавричанка ВН 35кВ	35	0	0	0	0	0	33,52	-4,2
Тавричанка НН 6 кВ	6	7,23	5,42	0	0	0	5,91	-1,39
Пушкинская ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	107,81	-1,98
Пушкинская нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	107,79	-2
Пушкинская нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	107,79	-2
Пушкинская СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,26	-2,11

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пушкинская НН 10 кВ	10	0,11	0,04	0	0	0	9,8	-1,91
Оленевод ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,12	-2,5
Оленевод НН 10 кВ	10	0,56	0,11	0	0	0	9,73	-2,67
Силикатная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,84	-3,29
Силикатная НН 10 кВ	10	2,26	0,45	0	0	0	9,63	-3,62
Раздольное 1 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,33	-1,51
Раздольное 1 нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	106,16	-3,48
Раздольное 1 СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,78	-3,46
Раздольное 1 НН 10 кВ	10	6,78	1,35	0	0	0	9,58	-4,19
Раздольное 2 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,32	-1,51
Раздольное 2 НН 10 кВ	10	1,13	0,45	0	0	0	9,8	-1,98
Тереховка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,29	-1,54
Тереховка НН 10 кВ	10	0,56	0,33	0	0	0	9,8	-1,99
Отпайка 105	110	0	0	0	0	0	109,25	-0,67
Кипарисово ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	109,25	-0,67
Кипарисово НН 10 кВ	10	2,15	0,45	0	0	0	9,82	-1,75
Заводская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,24	3,57
Заводская НН 6 кВ	6	4,07	0,79	0	0	0	6,26	4,4
Угловая ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,03	2,94
Угловая НН 6 кВ	6	8,58	1,69	0	0	0	6,13	2,17
Отпайка 55	110	0	0	0	0	0	111,39	1,26
Казармы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,35	1,23
Казармы НН 10 кВ	10	2,26	0,79	0	0	0	10,06	0,69
Де фриз ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,17	1,06
Де фриз НН 6 кВ	6	5,31	1,58	0	0	0	5,99	-0,14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Владивосток СН 35 кВ	35	0	0	0	0	36,8	36	2,85

Таблица 17 – Результат расчёта токовой загрузки ветвей первого варианта послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3.

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I _{доп_25} , А	Токовая загрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	411,99	412,72	450	91,7
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	411,99	412,72	450	91,7
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	358,19	360,23	450	80,1
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	358,19	360,23	450	80,1
Западная СН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	327,24	327,5	450	72,8
ПС Владивосток СН 35 кВ - Кролевцы СН 35 кВ	179,53	179,59	265	67,8
Соловей ключ ВН 35 кВ - ПС Владивосток СН 35 кВ	179,39	179,48	265	67,7
Надеждинская ВН 35 кВ - Соловей ключ ВН 35 кВ	119,7	119,87	265	45,2

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 105	165,26	166,2	375	44,3
Заводская ВН 35 кВ - Угловая ВН 35 кВ	148,11	148,13	340	43,6
Отпайка 105 - Раздоль- ное 1 ВН 110 кВ	153,9	154,33	375	41,2
Шахта 7 ВН 110 кВ - За- падная ВН 110 кВ	134,94	134,56	340	39,7
Западная СН 35 кВ - За- водская ВН 35 кВ	217,78	217,82	610	35,7
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Пушкинская ВН 110 кВ	113,99	114,38	450	25,4
Пушкинская СН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	82,92	82,91	330	25,1
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	85,97	86,14	375	23
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	85,97	86,14	375	23
Шмидтовка ВН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	59,67	59,18	265	22,5
Силикатная ВН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	73,05	73,08	330	22,1
Пушкинская ВН 110 кВ - Давыдовка ВН 110 кВ	88,75	90,58	450	20,1
Давыдовка СН 35 кВ - Шмидтовка ВН 35 кВ	51,29	50,75	265	19,4
Западная ВН 110 кВ - Надеждинская/т ВН 110 кВ	64,96	66,82	450	14,8

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	57,55	57,58	450	12,8
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	57,55	57,58	450	12,8
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 55	42,61	42,72	390	11
Раздольное 1 СН 35 кВ - Силикатная ВН 35 кВ	35,11	35,21	330	10,7
Отпайка 55 - Де фриз ВН 110 кВ	29,9	30,42	390	7,8
Отпайка 55 - Казармы ВН 110 кВ	12,83	13,04	390	3,3
Отпайка 105 - Кипари- сово ВН 110 кВ	12,32	12,32	375	3,3
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Раздольное 2 ВН 110 кВ	9,52	9,54	390	2,4
Раздольное 2 ВН 110 кВ - Тереховка ВН 110 кВ	3,36	3,65	375	1
Артёмовская ТЭЦ - Шахта 7 ВН 110 кВ	Отключено			

Можно сделать вывод, что отключение данной цепи не приведет к перегреву оставшейся в работе линии или к сильному снижению напряжения, перегруженных линий в данном послеаварийном режиме нет.

Рассмотрим второй вариант аварийного режима, а именно отключение ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ.

Таблица 18 – Результат расчёта узлов второго варианта послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3.

Название	Номинальное напряжение, U _{ном} , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения V _{зд} , кВ	Расчетный модуль напряжения V, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
		P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Артёмовская ТЭЦ	110	0	0	150,43	64,24	115	115,5	5
Отпайка 129	110	0	0	0	0	0	114,13	3,75
Кролевцы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	114,06	3,69
Кролевцы нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	112,07	1,89
Кролевцы нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	112,07	1,89
Кролевцы СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	38,79	10,83
Кролевцы НН 6 кВ	6	10,84	2,14	0	0	0	6,14	2,34
Шахта 7 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	112,46	2,24
Шахта 7 НН 6 кВ	6	22,13	8,58	0	0	0	5,95	-0,77
Западная ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,46	1,33
Западная нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	108,89	-1
Западная нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	110,72	0,66
Западная СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	37,09	5,99
Западная НН 6 кВ	6	24,39	4,85	0	0	0	6	0,1
Соловей ключ ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	31,9	-8,83
Соловей ключ НН 6 кВ	6	3,84	1,13	0	0	0	5,4	-9,97
Надеждинская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	30,33	-13,33
Надеждинская НН 6 кВ	6	19,2	3,83	0	0	0	5,04	-15,85
Надеждинская/т ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,68	0,62

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Надеждин- ская/т НН 27.5 кВ	27,5	8,81	8,13	0	0	0	27,12	-1,37
Шмидтовка ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	32,32	-7,64
Шмидтовка НН 6 кВ	6	3,95	0,79	0	0	0	5,57	-7,06
Давыдовка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	100,7	-8,45
Давыдовка нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	96,01	-12,71
Давыдовка нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	96,01	-12,71
Давыдовка СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,38	1,09
Давыдовка НН 6 кВ	6	5,08	0,9	0	0	0	5,26	-12,17
Тавричанка ВН 35кВ	35	0	0	0	0	0	35,03	0,11
Тавричанка НН 6 кВ	6	7,23	5,42	0	0	0	6,20	3,46
Пушкинская ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	104,59	-4,91
Пушкинская нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	104,7	-4,81
Пушкинская нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	104,7	-4,81
Пушкинская СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,27	-4,91
Пушкинская НН 10 кВ	10	0,11	0,04	0	0	0	9,52	-4,72
Оленевод ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,15	-5,28
Оленевод НН 10 кВ	10	0,56	0,11	0	0	0	9,45	-5,46
Силикатная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	32,9	-5,99
Силикатная НН 10 кВ	10	2,26	0,45	0	0	0	9,36	-6,33
Раздольное 1 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	105,78	-3,82
Раздольное 1 нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	103,27	-6,11
Раздольное 1 СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	32,86	-6,1
Раздольное 1 НН 10 кВ	10	6,78	1,35	0	0	0	9,31	-6,84

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Раздольное 2 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	105,78	-3,83
Раздольное 2 НН 10 кВ	10	1,13	0,45	0	0	0	9,56	-4,32
Тереховка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	105,74	-3,86
Тереховка НН 10 кВ	10	0,56	0,33	0	0	0	9,56	-4,32
Отпайка 105	110	0	0	0	0	0	107,5	-2,26
Кипарисово ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	107,5	-2,26
Кипарисово НН 10 кВ	10	2,15	0,45	0	0	0	9,66	-3,36
Заводская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	37,06	5,89
Заводская НН 6 кВ	6	4,07	0,79	0	0	0	6,4	6,77
Угловая ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,85	5,28
Угловая НН 6 кВ	6	8,58	1,69	0	0	0	6,27	4,52
Отпайка 55	110	0	0	0	0	0	111,41	1,28
Казармы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,37	1,25
Казармы НН 10 кВ	10	2,26	0,79	0	0	0	10,07	0,71
Де фриз ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111,19	1,08
Де фриз НН 6 кВ	6	5,31	1,58	0	0	0	53,99	-0,12
ПС Владивосток СН 35 кВ	35	0	0	0	0	36,75	35,29	0,83

Таблица 19 – Результат расчёта токовой загрузки ветвей второго варианта послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3.

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I _{доп_25} , А	Токовая загрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
ПС Владивосток СН 35 кВ - Кролевцы СН 35 кВ	280,87	280,71	265	106
Соловей ключ ВН 35 кВ - ПС Владивосток СН 35 кВ	280,84	280,72	265	106
Давыдовка СН 35 кВ - Шмид- товка ВН 35 кВ	255,76	256,18	265	96,7
Артёмовская ТЭЦ - Шахта 7 ВН 110 кВ	358,4	358,42	450	79,6
Наеждинская ВН 35 кВ - Со- ловей ключ ВН 35 кВ	209,13	209,1	265	78,9
Шмидтовка ВН 35 кВ - Наеждинская ВН 35 кВ	185,08	185,38	265	70
Шахта 7 ВН 110 кВ - Западная ВН 110 кВ	232,02	232,36	340	68,3
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 105	247,87	249,42	375	66,5
Отпайка 105 - Раздольное 1 ВН 110 кВ	237,81	238,50	375	63,6
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	229,78	230,44	450	51,2
Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	229,78	230,44	450	51,2
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Пушкинская ВН 110 кВ	196,98	197,70	450	43,9
Заводская ВН 35 кВ - Угловая ВН 35 кВ	137,85	137,88	340	40,6
Пушкинская ВН 110 кВ - Да- выдовка ВН 110 кВ	177,12	179,85	450	40
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	154,12	156,15	450	34,7
Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	154,12	156,15	450	34,7

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
Западная СН 35 кВ - Заводская ВН 35 кВ	202,76	202,80	610	33,2
Пушкинская СН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	77,15	77,13	330	23,4
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	77,14	77,31	375	20,6
Давыдовка СН 35 кВ - Тавричанка ВН 35кВ	77,14	77,31	375	20,6
Силикатная ВН 35 кВ - Оленевод ВН 35 кВ	67,65	67,71	330	20,5
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	77,04	77,11	450	17,1
Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	77,04	77,11	450	17,1
Западная ВН 110 кВ - Надеждинская/т ВН 110 кВ	61,86	63,79	450	14,2
Западная ВН 110 кВ - Отпайка 55	40,68	40,8	390	10,5
Раздольное 1 СН 35 кВ - Силикатная ВН 35 кВ	32,93	33,09	330	10
Отпайка 55 - Де фриз ВН 110 кВ	28,549	29,08	390	7,5
Отпайка 55 - Казармы ВН 110 кВ	12,25	12,47	390	3,2
Отпайка 105 - Кипарисово ВН 110 кВ	11,94	11,94	375	3,2
Раздольное 1 ВН 110 кВ - Раздольное 2 ВН 110 кВ	9,29	9,3	390	2,4
Раздольное 2 ВН 110 кВ - Тереховка ВН 110 кВ	3,34	3,56	375	1
Западная СН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	Отключено			

Основываясь на расчёте послеаварийного режима второго варианта, можно сделать вывод о необходимости реконструкции данной линии, а именно строительства второй ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ.

Второй вариант развития послеаварийного режима вызывает значительное ухудшение качества электроэнергии и понижение уровня напряжения, допустимого в рамках ГОСТ 29322-2014, но недостаточного для подключения планируемого потребителя в данном районе.

Данная работа будет учтена во всех последующих предложенных вариантах развития сети.

В данном разделе был проведен анализ режимной ситуации существующего участка сети Надеждинского района.

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ВИРАЖ И ДАЧНАЯ К ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Задачей данного раздела является проработка нескольких вариантов развития существующих сетей в рассматриваемом районе. После составления вариантов необходимо произвести их сравнение и отбор по экономическим показателям. Выбранные варианты необходимо проанализировать, указав их достоинства и недостатки.

Схемы предложенных вариантов развития электрических сетей должны максимально выгодно обеспечить необходимую надёжность электроснабжения и требуемое качество энергии со стороны потребителя, удобство и безопасность эксплуатации сети, иметь потенциал к её дальнейшей модернизации и подключению новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Согласно [43], предполагается строительство ПС Дачная и ПС Вираз, с предполагаемыми электрическими мощностями 4 МВт.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Дачная к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская, ПС Вираз к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская. Данный вариант подразумевает:

- строительство двух отпаяк на линии 35 кВ Соловей ключ – Надеждинская;
- строительство ПС Дачная;
- строительство двух отпаяк на линии 35 кВ Соловей ключ – Надеждинская;
- строительство ВЛ 35 кВ от Отпайки до ПС Дачная;
- строительство ПС Вираз;
- строительство ВЛ 35 кВ от Отпайки до ПС Вираз;

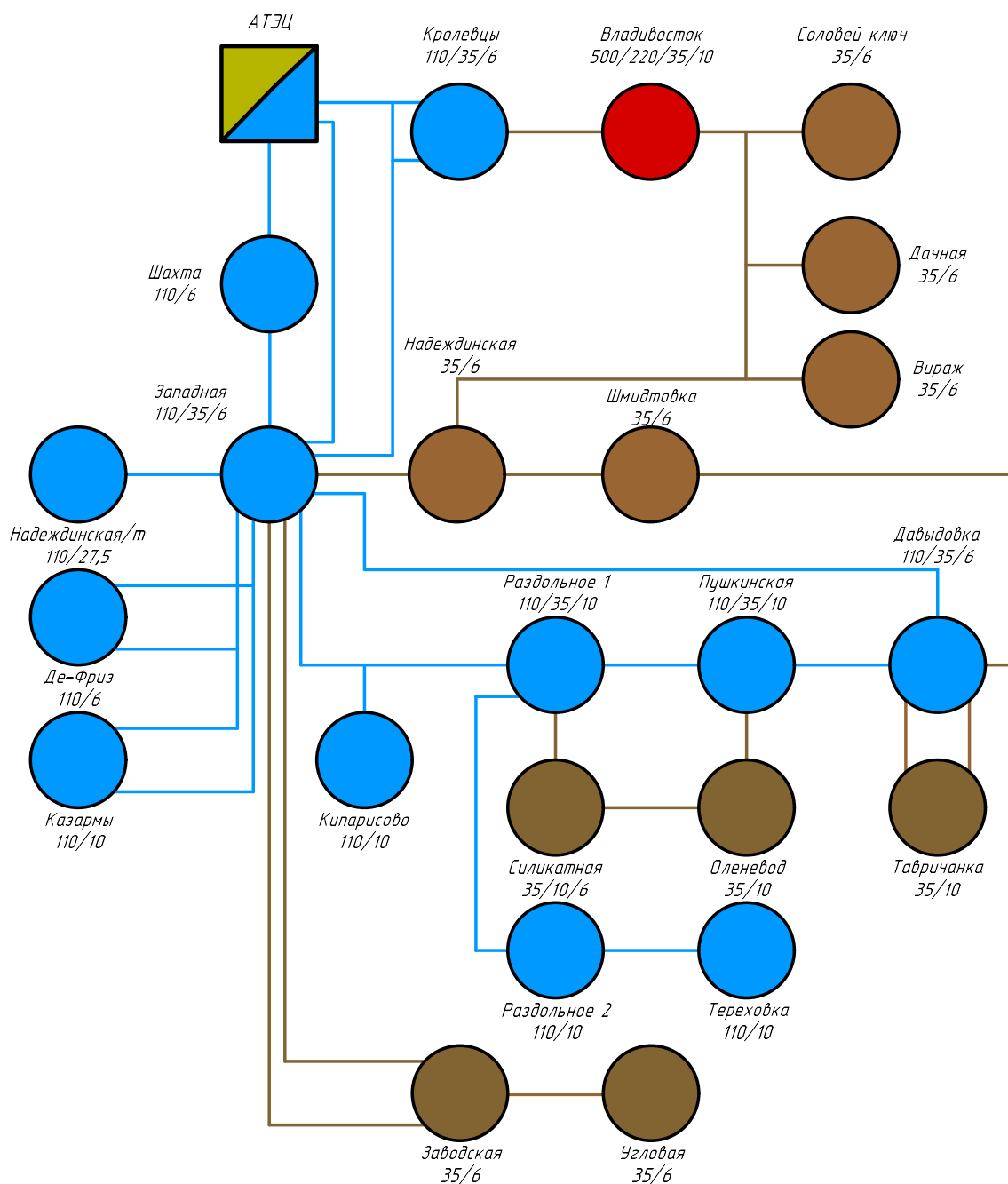


Рисунок 5 – Схема подключения варианта 1

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС Вираз двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Вираз;
- строительство ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Соловей ключ до ПС Вираз;
- строительство ПС Дачная;
- строительство ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Надеждинская до ПС Дачная;

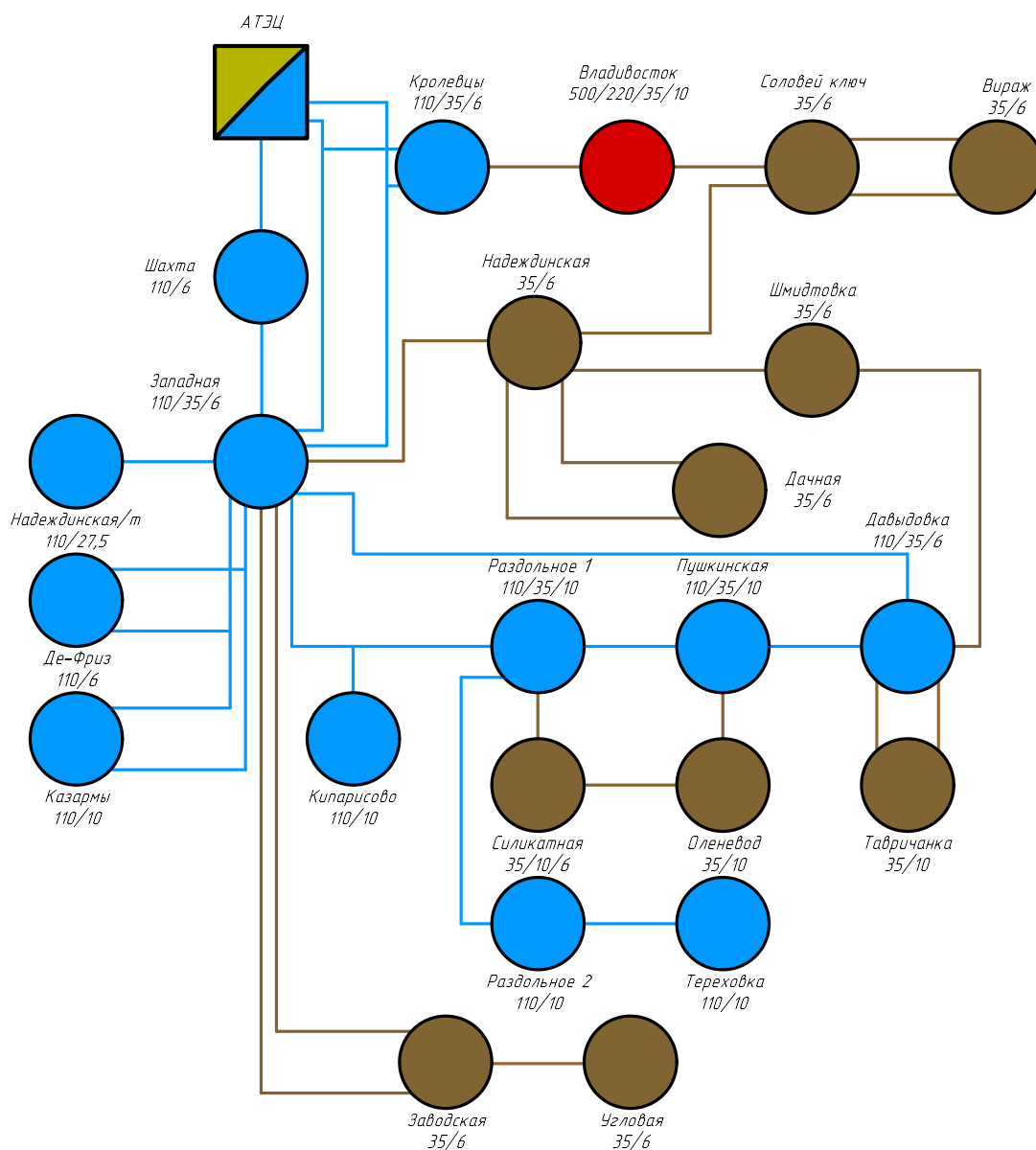


Рисунок 6 – Схема подключения варианта 2

Вариант 3. Предусматривает подключение ПС Вираз к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждынская, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Западная. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Вираз;
- строительство отпайки на линии 35 кВ Соловей ключ – Надеждынская;
- строительство ВЛ 35 кВ от отпайки ВЛ 35 кВ Соловей ключ – Надеждынская до ПС Вираз;
- строительство ПС Дачная;
- строительство ВЛ 35 кВ от ОРУ 35 кВ ПС Западная до ПС Дачная;

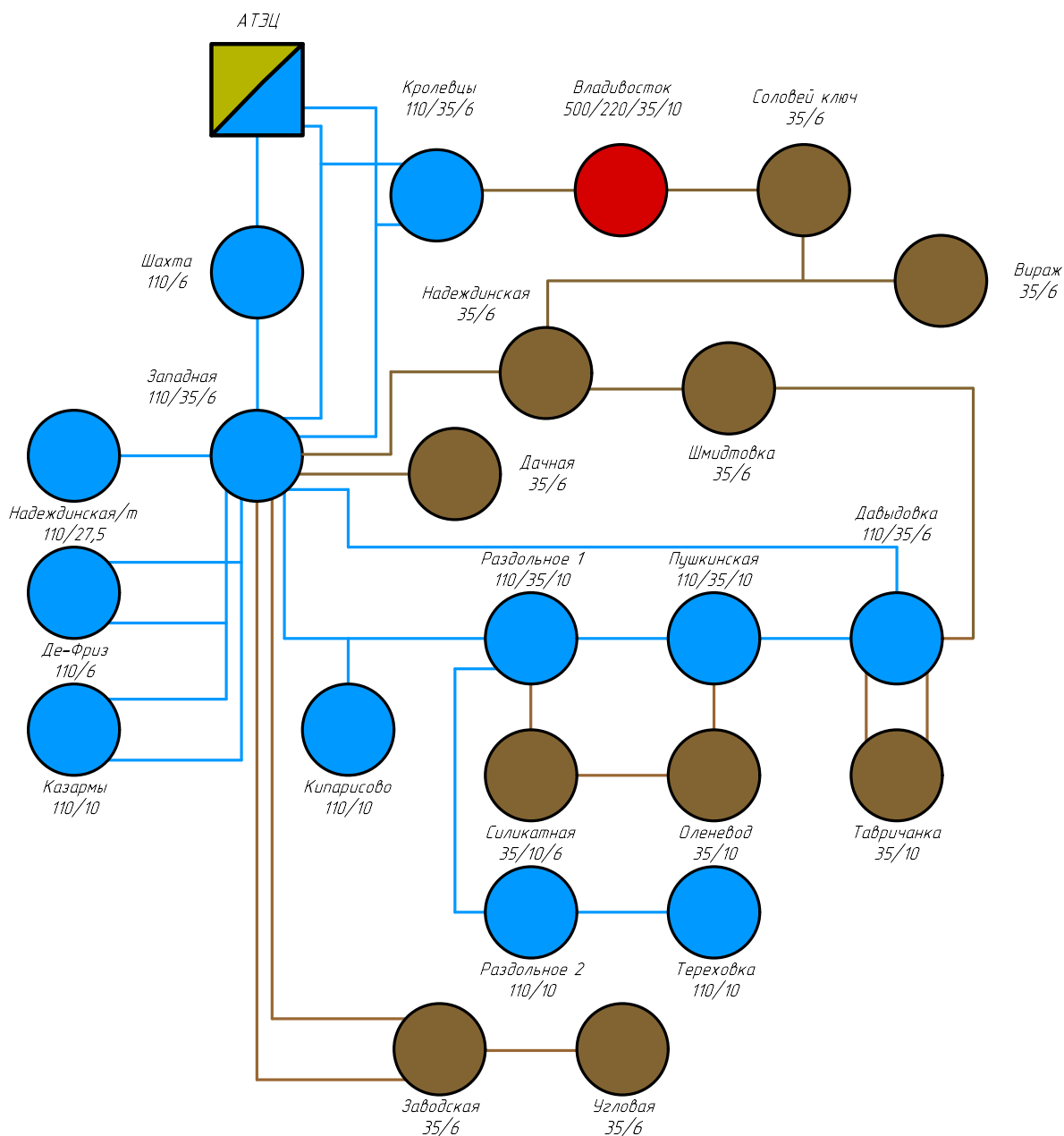


Рисунок 7 – Схема подключения варианта 3

Сравним предложенные варианты по протяжённости ЛЭП и количеству необходимых выключателей.

Таблица 20 – Сравнение вариантов

Номер предложенного варианта	Протяжённость ЛЭП, км	Расчётное количество выключателей
№1	23,7	8
№2	22,2	8
№3	33,5	8

Проанализировав варианты подключения ПС Вираж и ПС Дачная к действующей сети, выбираем менее затратные варианты № 1 и № 2, для дальнейшего рассмотрения.

При разработке данной магистерской диссертации были выявлены слабые участки существующей сети. Так, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта имеет высокий процент токовой загрузки, а отключение ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ. При проектировании развития участка сети в Надеждинском районе необходимо строительство второй ЛЭП Западная СН 35 кВ – Надеждинская ВН 35 кВ.

Основная причина, по которой прибегают к ремонту или замене ЛЭП, заключается в повреждении самих проводов или опор. К этому могут привести несколько факторов:

1. Перенапряжение, которое возникает на линии. В основном такое перенапряжение возникает во время грозных дождей. Действие грозы, сопровождается возникновением электрической дуги, которая может нарушить целостность изоляции проводов. Это может повлечь за собой кратковременное замыкание. При этом приходится на некоторое время отключать подачу электроэнергии.

2. Действие воздушного потока. Порывы ветра сопровождаются возникновением довольно мощной силы горизонтального направления. При этом нагрузка на провода увеличивается в несколько раз. Это может стать причиной возникновения механических повреждений не только проводов, но и самих опор.

3. Обледенение. Замерзание льда на поверхности проводов и опор приводит к значительному увеличению нагрузки на них, что становится причиной нередких обрывов проводов или разрушением целостности покрытия опор. Кроме этого изменяется и уровень натяжения провода.

5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе определены основные технические решения для варианта № 2 – Подключение ПС Вираз двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская.

Пункт 5.4 определяет основные технические решения для реализации инновационного оборудования.

5.1. Выбор сечения

Произведем выбор сечения для Варианта №2 – Подключение ПС Вираз двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская, представленном на рисунке 6.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (8)$$

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

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

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.

Прогнозирование нагрузки уже произведено, поэтому примем $\alpha_i = 1$

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_t = 1$.

Согласно [30], для номинального напряжения 10 кВ, $tg\varphi = 0,4$, тогда:

$$Q = P \cdot tg\varphi = 4 \cdot 0,4 = 1,6 \quad (10)$$

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 35,5 A$$

Расчетный ток:

$$I_p = 35 \cdot 1,05 \cdot 1 = 37,27 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (4) выбираем провод марки АС 50/8,0.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС 50/8,0 длительный допустимый ток равен 210 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 71A$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемых подстанций.

5.2 Выбор опор ВЛЭП

Примем к установке для ВЛЭП, заходящих на ПС Надеждинская и ПС Ви-
раж, промежуточные опоры типа П35-1Р [39].

Промежуточная опора П35-1Р изготавливается в соответствии с типовым проектом 3.407-94 (3079ТМ-т6) и используется при строительстве ЛЭП 35 кВ для восприятия проектных нагрузок, действующих от веса изоляционной подвески и проводов трассы ВЛЭП.

Унифицированная металлическая промежуточная опора ПС35-1Р предназначена для поддержания проводов на определенном изоляционном расстоянии, и не рассчитана на нагрузки, направленные вдоль трассы. Опора применяется на прямых участках ЛЭП.

Двухцепная нормальная (решетчатая) опора ПС35-1Р выполнена в виде одностоечной свободностоящей пространственной решетчатой конструкции из стального уголка с расширенным основанием. Опора имеет размер нижнего основания в осях фундамента 1,8 метров. По высоте промежуточная опора ПС35-1Р имеет рядовое исполнение. Общая высота опоры составляет 19 метров, высота до нижней траверсы – 15 метров.

Опора выполнена без тросостойки для грозотроса. Схема подвески проводов на опоре запроектирована со смешанным расположением фаз. Удержание проводов и тросов при нагрузках, действующих от веса изоляционной подвески и проводов трассы, производится за счет их подвешного крепления к траверсам опоры.

Башмаки опоры имеют типовые унифицированные установочные размеры. Диаметры и межосевые расстояния разработаны для установки на типовые грибовидные и свайные фундаменты.

При производстве металлических опор ЛЭП материал и антикоррозионная защита выбирается исходя из условий района эксплуатации и требований заказчика. Промежуточная опора ПС35-1Р для эксплуатации при температуре до -40 градусов изготовлена из углеродистой стали С245. Детали конструкции опоры защищены от коррозии, выполнено лакокрасочное покрытие.

Опора поставляется в разобранном виде габаритными сварными секциями и компактными пакетами любым видом транспорта. Вес опоры ПС35-1 составляет 1804 кг. Унифицированные металлические опоры имеют маркировку деталей согласно КМД. С опорой поставляется комплектовочная ведомость, схема сборки, а также комплект метизов.

5.3 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 11:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (11)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7$;

N – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 11.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{2 \cdot 0.7} = 3,07 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМН-4000/35.

Таблица 21 – Параметры трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			ВН	НН
ТМН-4000/35	4	У/Д-11	35	10,5/6,3

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (12)$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{2 \cdot 4} = 0,539 .$$

Проверим загрузку трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{НОМ}} \quad (13)$$

$$K_{3,АВАР} = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{4} = 1,077 .$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Расчёт нормального режима, для предложенных вариантов развития сети, в ПВК RastrWin3 указывает на то, что предлагаемые трансформаторы не перегружаются как в нормальном режиме. Коэффициент загрузки при нормальном

режиме сети составил 0,539. Данное значение является самым оптимальным среди существующих вариантов номинальных мощностей трансформаторов.

Расчёт послеаварийного режима, с учётом установки предлагаемых трансформаторов, показал допустимую перегрузку. Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превысил максимальную допустимую величину в размере 1,4 исходя из данных результатов был сделан вывод об отсутствии необходимости проверки силовых трансформаторов по тепловому режиму.

5.4 Выбор интеллектуальных приборов учёта электроэнергии

В качестве инновационного оборудования при подключении подстанций Дачная и Вираж, применим Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 384.01/2.

Выбор данного оборудования обоснован необходимостью датчиков потоков мощности и удалённого контроля качества электроэнергии потребителя.

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 384.01/2, являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной, реактивной и полной электрической энергии, а также активной, реактивной и полной мощности, фазного тока и линейного напряжения в трехфазных трехпроводных электрических сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью напряжением 6 кВ.

ИПУЭ состоит из двух однофазных 4-х квадрантных датчиков измерения активной и реактивной энергии РиМ 384.0, включенных по схеме Арона.

ДИЭ устанавливаются на проводах около оконечных или промежуточных опор ВЛ, без реконструкции опор ВЛ и без рассоединения магистральных проводов фаз А, В, С.

ИПУЭ заменяют собой информационно - измерительные комплексы точек учета электрической энергии (ИИК): измерительные трансформаторы тока и напряжения и подключенный к их вторичным обмоткам трехфазный счетчик электрической энергии.

ИПУЭ соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003), ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003), ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23:2003) в части метрологических характеристик при измерении активной и реактивной энергии.

ИПУЭ выполняют учёт потребления активной электрической энергии прямого (импорт) и обратного (экспорт) направления по 4 квадрантам (импорт – многотарифный учет, экспорт не тарифицируется) учет реактивной энергии по 4 квадрантам.

ИПУЭ измеряют среднеквадратические (действующие) значения фазных токов, среднеквадратические значения линейных напряжений, частоту, значения активной, реактивной и полной мощностей (суммарно), удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$, коэффициента мощности $\text{cos } \varphi$.

Каждый ДИЭ оснащен модулем GPS/GLONASS для синхронизации времени встроенных ЧРВ каждого ДИЭ и определения фазовых сдвигов, необходимых для расчета несимметрии напряжений. При отсутствии сигнала GLONASS синхронизация ЧРВ выполняется вручную при помощи МТ по интерфейсам RF1 или GSM/GPRS. При отсутствии сигнала GLONASS синхронизация ЧРВ выполняется вручную при помощи МТ по интерфейсам RF1 или GSM/GPRS.

Синхронизация по сигналу GLONASS имеет высший приоритет по отношению к ручной синхронизации ЧРВ, поэтому при появлении сигнала GLONASS ЧРВ ИПУЭ синхронизируются автоматически, ручная синхронизация ЧРВ невозможна.

Реализация перехода на летнее/ зимнее время выполняется автоматически по сигналу GLONASS, или вручную при помощи МТ.

Каждый ДИЭ ведет свои журналы и журналы суммарного потребления и общих параметров сети, используя информацию, полученную от другого ДИЭ. Обращение со стороны GSM/GPRS или RF1 может осуществляться к любому ДИЭ, при этом будут получены общие для ИПУЭ данные. Такое решение позволяет повысить надежность работы ИПУЭ.

Показания ИПУЭ считываются при помощи специализированных устройств автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления (АС): терминала мобильного РиМ 099.01 (далее – МТ) или по GSM/GPRS каналам связи с передачей данных на сервер АС.

МТ представляет собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения интерфейсов опрашиваемых устройств и соответствующих им программных продуктов. Считанная информация (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне соответствующей программы, что обеспечивает комфортное визуальное считывание информации при любой освещенности. Информация на МТ отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

При считывании данных при помощи МТ или по каналу GSM/GPRS на сервер АС передаются следующие данные - потребление активной и реактивной энергии, в том числе на РДЧ, напряжение, ток, активная мощность, реактивная мощность, полная мощность, коэффициент мощности, частота сети, температура внутри корпуса ДИЭ (подробнее см. руководство по эксплуатации МТ).

ИПУЭ имеют тарификатор, работающий по сигналам времени спутников GPS/GLONASS, и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии по временным тарифным зонам.

ИПУЭ оснащены оптическим программно переключаемым испытательным выходом ТМ (A/R), который используется при поверке ДИЭ при измерении активной и реактивной энергии соответственно. Оптический испытательный выход соответствует требованиям ГОСТ Р 52320-2005.

ИПУЭ обеспечивает контроль правильности подключения измерительных цепей конструктивно за счет того, что первичные преобразователи каждого ДИЭ - датчики напряжения и тока размещены в общем корпусе с измерителем, что исключается возможность воздействия на вторичные измерительные цепи.

Конструкция ДИЭ (с полной заливкой его герметиком) обеспечивает невозможность вмешательства в него извне без вывода ДИЭ из строя. После установки на место эксплуатации измерительный блок ДИЭ закрывается внешним корпусом, обеспечивающим дополнительную защиту от внешних воздействий, при этом все элементы маркировки и выход ТМ остаются видимыми с поверхности земли. Внешний корпус после установки пломбируется пломбой энергосбытовой организации.

Таблица 22 – Основные характеристики ИПУЭ

$I_{\text{ном}}/I_{\text{макс}}$, А	$U_{\text{ном}}$, кВ	Класс точности измерения активной/ реактивной энергии	Постоянная, имп./кВт*ч имп./квар*ч	Стартовый ток при измерении энергии активной/реактивной, мА	Единица ст./мл. разряда счетного устройства, МВт*ч (Мвар*ч)
20/100	6	0,5S/1,0	500	20/40	$10^5/10^{-2}$

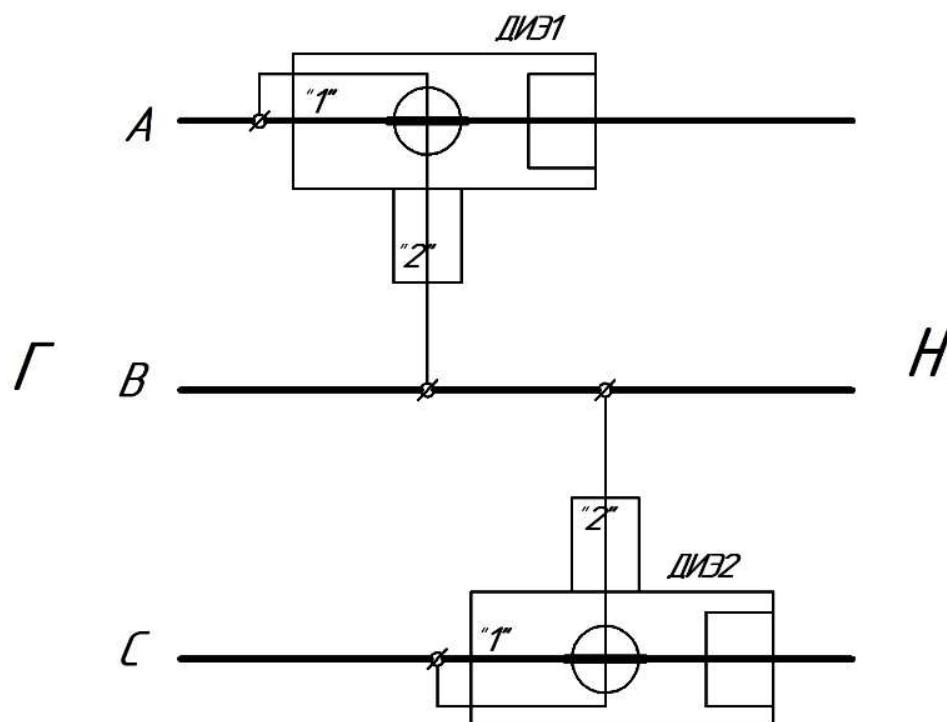


Рисунок 8 – Схема установки ИПУЭ РиМ 384.01/2

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

В данном пункте производится расчёт экономической эффективности предложенных вариантов развития электрической сети Надеждинского района, для определения оптимального варианта при учёте надёжности системы.

6.1 Расчет капиталовложений в реализацию вариантов проекта

Задачей данного раздела является определение суммарных капиталовложений при строительстве ЛЭП и подстанций.

Материальные, трудовые и денежные ресурсы которые требуются для реализации проекта, в совокупности образуют капиталовложения.

Капиталовложения при строительстве электрической сети состоят из двух составляющих [3]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (14)$$

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

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

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат.

Расчёт капиталовложений для варианта № 1 подключение ПС Дачная к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская, ПС Вираз к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская, приведён в приложении А, а для варианта №2 – подключение ПС Вираз двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская, приведён в Приложении Б.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Капиталовложения в сооружение ВЛ

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в строительство ВЛ	188870	176916
Капиталовложения в трансформаторы	75 771	75 771
Капиталовложения в ОРУ	378857	378857
Постоянная часть затрат	43052	43052
Капиталовложения в сооружение электростанции	497681	497681
Итого:	686551	674597

Из расчета капиталовложений видно, что вариант №2 дешевле варианта №1 на 11953,8 тысяч рублей.

6.2 Расчет эксплуатационных издержек при эксплуатации проектов

Задачей данного раздела является расчёт издержек при эксплуатации предложенных проектов.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{ΔW} \quad (16)$$

где, I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (17)$$

где, $\alpha_{\text{ВЛ}}$, $\alpha_{\text{ПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,8\%$; $\alpha_{\text{ПС}} = 5,9\%$ - для 110 кВ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [3]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (18)$$

где, ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 2,7 тыс.руб/ МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p; \quad (19)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Подробный расчёт издержек для варианта № 1 подключение ПС Дачная к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская, ПС Виразж к отпайке на линии ПС Соловей ключ – ПС Надеждинская, приведён в приложении В, а для варианта №2 – подключение ПС Виразж двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская, приведён в Приложении Г.

Результаты расчета издержек приведены в таблице 24:

Таблица 24 – Сравнение расчёта издержек при эксплуатации

Издержки, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	30874	30778
Амортизационные издержки	34327	33729
Издержки на потери	1117	621
Итого:	66319	65129

Расчёт издержек предлагаемых вариантов показывает денежные и материальные потери которые получают предлагаемые проекты за 20 лет нахождения в эксплуатации после реализации. Как видно из таблицы 24, итоговые издержки второго варианта ниже чем первого, это вызвано меньшими потерями в ВЛЭП и отчислениями на амортизацию.

6.3 Оценка экономической эффективности проекта

Для сравниваемых вариантов определяются приведенные затраты с учетом среднегодового ущерба от недоотпуска электрической энергии.

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта. Для реконструкции объекта такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (20)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, для данного варианта составляет 40000 МВт·ч;

N – количество потребителей;

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 2,7 \cdot 1 \cdot 70080 = 189216 \text{ тыс.руб.}$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{чt} = \Pi_{бt} - H_t = O_{Pt} - I_t - H_t; \quad (21)$$

где O_{Pt} – стоимостная оценка результатов без НДС;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{бt} = O_{Pt} - I_t;$$

$$\Pi_{Pt} = 189216 - 31399,516 = 157816,484 \text{ тыс. руб.} \quad (22)$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{бt}); \quad (23)$$

$$H_t = 0,2 \cdot 157816,484 = 31563,296 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль от реализации после вычета налога:

$$H_t = 157816,484 - 31563,296 = 126253,187 \text{ тыс. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [3]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t - Y = \Pi_{ч.м} + I_{м.т} - K_t - Y, \quad (24)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (25)$$

где $d = 12\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД для первого и второго варианта представлены на рисунке 10 и 11.

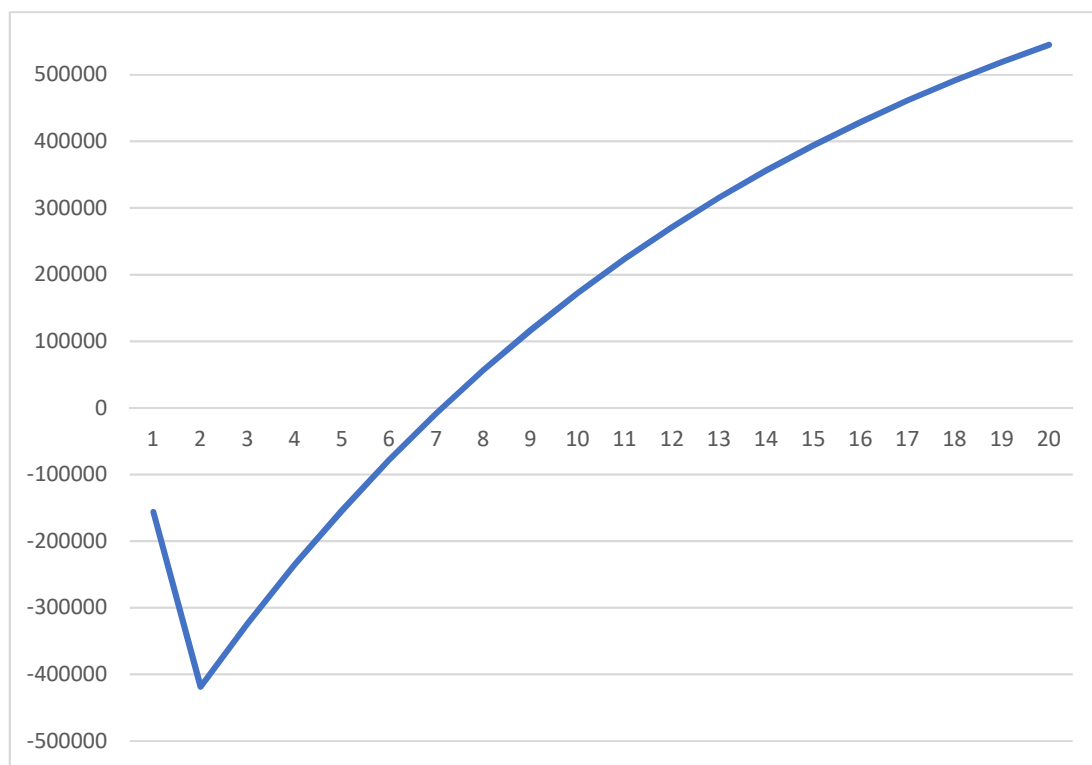


Рисунок 9 – График ЧДД для первого варианта

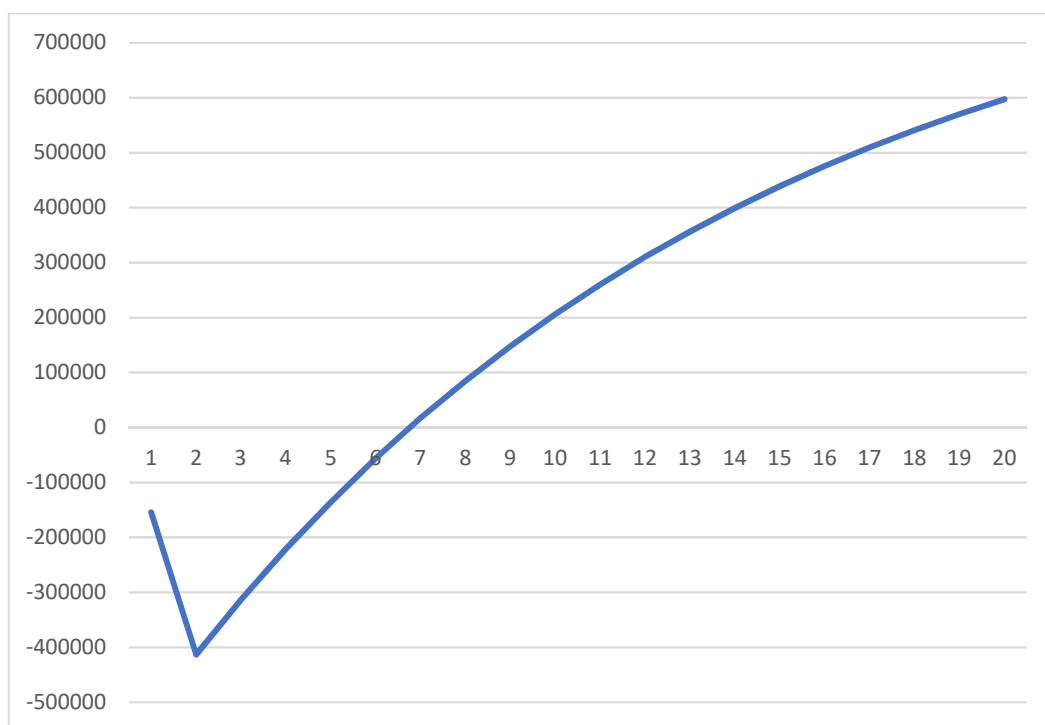


Рисунок 10 – График ЧДД для второго варианта

Из графика ЧДД видно, что проекты окупаются за 6 – 7 лет.

Сравним доходности дисконтированных инвестиций для определения наиболее выгодного варианта развития по формуле:

$$ИДД = \frac{ЧДД_i}{K} + 1 \quad (26)$$

$$ИДД_{1\text{вариант}} = \frac{545132,52}{686551,16} + 1 = 1,79$$

$$ИДД_{2\text{вариант}} = \frac{597302,511}{674597,36} + 1 = 1,88$$

Исходя из расчётов ЧДД, для дальнейшего рассмотрения выбираем вариант 2.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 35 кВ проектируемых ПС Дачная и ПС Виразж.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

7.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin3

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3 произведём по следующему алгоритму.

В вкладке Узлы/Несим/ИД необходимо задать все узлы рассматриваемого участка сети, для них указать тип нейтрали и номинальное напряжение. В вкладке Ветви/Несим/ИД задать ветви, с указанием сопротивлений как прямой, так и нулевой последовательности, в случае если ветвь является частью трансформатора, необходимо указать коэффициент трансформации. В вкладке Генераторы/Несим необходимо указать все генерирующие мощности с сопротивлениями прямой и нулевой последовательности, а также ЭДС.

Таблица 25 – Узлы/Несим/ИД

Тип нейтрали	Номер	Название	Номинальное напряжение, U _{ном} , кВ
1	2	3	4
зак	1	Артёмовская ТЭЦ	110
зак	2	Отпайка 129	110

1	2	3	4
зак	3	Кролевцы ВН 110 кВ	110
зак	4	Кролевцы нейтраль Т1	110
зак	5	Кролевцы нейтраль Т2	110
зак	6	Кролевцы СН 35 кВ	35
у	7	Кролевцы НН 6 кВ	6
зак	8	Шахта 7 ВН 110 кВ	110
у	9	Шахта 7 НН 6 кВ	6
зак	10	Западная ВН 110 кВ	110
зак	11	Западная нейтраль Т1	110
зак	12	Западная нейтраль Т2	110
зак	13	Западная СН 35 кВ	35
у	14	Западная НН 6 кВ	6
зак	15	Соловей ключ ВН 35 кВ	35
у	16	Соловей ключ НН 6 кВ	6
зак	17	Надеждинская ВН 35 кВ	35
у	18	Надеждинская НН 6 кВ	6
зак	19	Надеждинская/т ВН 110 кВ	110
у	20	Надеждинская/т НН 27.5 кВ	27.5
зак	21	Шмидтовка ВН 35 кВ	35
у	22	Шмидтовка НН 6 кВ	6
зак	23	Давыдовка ВН 110 кВ	110
зак	24	Давыдовка нейтраль Т1	110
зак	25	Давыдовка нейтраль Т2	110
зак	26	Давыдовка СН 35 кВ	35
у	27	Давыдовка НН 6 кВ	6
зак	28	Тавричанка ВН 35кВ	35
у	29	Тавричанка НН 6 кВ	6
зак	30	Пушкинская ВН 110 кВ	110
зак	31	Пушкинская нейтраль Т1	110
зак	32	Пушкинская нейтраль Т2	110
зак	33	Пушкинская СН 35 кВ	35

1	2	3	4
у	34	Пушкинская НН 10 кВ	10
зак	35	Оленевод ВН 35 кВ	35
у	36	Оленевод НН 10 кВ	10
зак	37	Силикатная ВН 35 кВ	35
у	38	Силикатная НН 10 кВ	10
зак	39	Раздольное 1 ВН 110 кВ	110
зак	40	Раздольное 1 нейтраль Т1	110
зак	41	Раздольное 1 СН 35 кВ	35
у	42	Раздольное 1 НН 10 кВ	10
зак	43	Раздольное 2 ВН 110 кВ	110
у	44	Раздольное 2 НН 10 кВ	10
зак	45	Тереховка ВН 110 кВ	110
у	46	Тереховка НН 10 кВ	10
зак	47	Отпайка 105	110
зак	48	Кипарисово ВН 110 кВ	110
у	49	Кипарисово НН 10 кВ	10
зак	50	Заводская ВН 35 кВ	35
у	51	Заводская НН 6 кВ	6
зак	52	Угловая ВН 35 кВ	35
у	53	Угловая НН 6 кВ	6
зак	54	Отпайка 55	110
зак	55	Казармы ВН 110 кВ	110
у	56	Казармы НН 10 кВ	10
зак	57	Де фриз ВН 110 кВ	110
у	58	Де фриз НН 6 кВ	6
зак	59	ПС Владивосток СН 35 кВ	35
у	60	Вираз ВН 35 кВ	35
у	61	Вираз НН 6 кВ	6
у	62	Дачная ВН 35 кВ	35
у	63	Дачная НН 6 кВ	6

Таблица 26 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Номер начала N_нач	Номер конца N_кон	Название	Актив- ное со- про- тивле- ние R, Ом	Реактив- ное со- против- ление X, Ом	Коэффици- ент транс- формации, Кт/г
1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	1	2	Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	2,034	4,19	0
ЛЭП	1	2	Артёмовская ТЭЦ - Отпайка 129	2,034	4,19	0
ЛЭП	2	3	Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	0,332	0,683	0
ЛЭП	2	3	Отпайка 129 - Кролевцы ВН 110 кВ	0,332	0,683	0
ЛЭП	2	10	Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	5,59	11,508	0
ЛЭП	2	10	Отпайка 129 - Западная ВН 110 кВ	5,59	11,508	0
ЛЭП	1	8	Артёмовская ТЭЦ - Шахта 7 ВН 110 кВ	2,684	5,947	0
ЛЭП	8	10	Шахта 7 ВН 110 кВ - Западная ВН 110 кВ	1,602	2,652	0
ЛЭП	13	17	Западная СН 35 кВ - Надеж- динская ВН 35 кВ	1,781	3,574	0
ЛЭП	17	15	Надеждинская ВН 35 кВ - Со- ловей ключ ВН 35 кВ	4,212	2,359	0
ЛЭП	15	59	Соловей ключ ВН 35 кВ - ПС Владивосток СН 35 кВ	6,399	4,111	0
ЛЭП	13	50	Западная СН 35 кВ - Заводская ВН 35 кВ	0,033	0,33	0
ЛЭП	50	52	Заводская ВН 35 кВ - Угловая ВН 35 кВ	0,662	1,096	0

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	10	54	Западная ВН 110 кВ - Отпайка 55	0,457	1,012	0
ЛЭП	54	55	Отпайка 55 - Казармы ВН 110 кВ	1,176	1,708	0
ЛЭП	54	57	Отпайка 55 - Де фриз ВН 110 кВ	3,263	4,74	0
ЛЭП	10	19	Западная ВН 110 кВ - Надеж- динская/т ВН 110 кВ	3,346	6,888	0
ЛЭП	10	47	Западная ВН 110 кВ - Отпайка 105	5,909	8,583	0
ЛЭП	47	48	Отпайка 105 - Кипарисово ВН 110 кВ	0,01	0,015	0
ЛЭП	47	39	Отпайка 105 - Раздольное 1 ВН 110 кВ	2,675	3,886	0
ЛЭП	39	43	Раздольное 1 ВН 110 кВ - Раз- дольное 2 ВН 110 кВ	0,235	0,342	0
ЛЭП	43	45	Раздольное 2 ВН 110 кВ - Те- реховка ВН 110 кВ	5,762	8,369	0
ЛЭП	41	37	Раздольное 1 СН 35 кВ - Си- ликатная ВН 35 кВ	1,683	1,287	0
ЛЭП	37	35	Силикатная ВН 35 кВ - Олене- вод ВН 35 кВ	2,448	1,872	0
ЛЭП	39	30	Раздольное 1 ВН 110 кВ - Пушкинская ВН 110 кВ	1,882	3,874	0
ЛЭП	33	35	Пушкинская СН 35 кВ - Оле- невод ВН 35 кВ	1,047	0,8	0
ЛЭП	30	23	Пушкинская ВН 110 кВ - Да- выдовка ВН 110 кВ	6,459	13,297	0
ЛЭП	26	28	Давыдовка СН 35 кВ - Таври- чанка ВН 35кВ	1,415	2,343	0
ЛЭП	26	28	Давыдовка СН 35 кВ - Таври- чанка ВН 35кВ	1,415	2,343	0

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	26	21	Давыдовка СН 35 кВ - Шмидтовка ВН 35 кВ	5,569	4,259	0
ЛЭП	21	17	Шмидтовка ВН 35 кВ - Надеждинская ВН 35 кВ	5,222	3,355	0
Тр-р	3	4	Кролевцы ВН 110 кВ - Кролевцы нейтраль Т1	1,5	56,9	1
Тр-р	3	5	Кролевцы ВН 110 кВ - Кролевцы нейтраль Т2	1,5	56,9	1
Тр-р	4	6	Кролевцы нейтраль Т1 - Кролевцы СН 35 кВ	1,5	0	0,329
Тр-р	4	7	Кролевцы нейтраль Т1 - Кролевцы НН 6 кВ	1,5	35,7	0,055
Тр-р	5	6	Кролевцы нейтраль Т2 - Кролевцы СН 35 кВ	1,5	0	0,329
Тр-р	5	7	Кролевцы нейтраль Т2 - Кролевцы НН 6 кВ	1,5	35,7	0,055
Тр-р	8	9	Шахта 7 ВН 110 кВ - Шахта 7 НН 6 кВ	4,38	86,7	0,055
Тр-р	8	9	Шахта 7 ВН 110 кВ - Шахта 7 НН 6 кВ	4,38	86,7	0,055
Тр-р	10	11	Западная ВН 110 кВ - Западная нейтраль Т1	0,8	35,5	1
Тр-р	10	12	Западная ВН 110 кВ - Западная нейтраль Т2	0,8	35,5	1
Тр-р	11	13	Западная нейтраль Т1 - Западная СН 35 кВ	0,8	0	0,34
Тр-р	11	14	Западная нейтраль Т1 - Западная НН 6 кВ	0,8	22,3	0,055
Тр-р	12	13	Западная нейтраль Т2 - Западная СН 35 кВ	0,8	0	0,335
Тр-р	12	14	Западная нейтраль Т2 - Западная НН 6 кВ	0,8	22,3	0,055

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	15	16	Соловей ключ ВН 35 кВ - Соловей ключ НН 6 кВ	1,4	14,6	0,171
Тр-р	15	16	Соловей ключ ВН 35 кВ - Соловей ключ НН 6 кВ	1,4	14,6	0,171
Тр-р	17	18	Наеждинская ВН 35 кВ - Наеждинская НН 6 кВ	0,45	8,4	0,171
Тр-р	17	18	Наеждинская ВН 35 кВ - Наеждинская НН 6 кВ	0,45	8,4	0,171
Тр-р	19	20	Наеждинская/т ВН 110 кВ - Наеждинская/т НН 27.5 кВ	1,8	56,2	0,25
Тр-р	19	20	Наеждинская/т ВН 110 кВ - Наеждинская/т НН 27.5 кВ	1,8	56,2	0,25
Тр-р	21	22	Шмидтовка ВН 35 кВ - Шмидтовка НН 6 кВ	4,6	31,9	0,176
Тр-р	21	22	Шмидтовка ВН 35 кВ - Шмидтовка НН 6 кВ	4,6	31,9	0,176
Тр-р	23	24	Давыдовка ВН 110 кВ - Давыдовка нейтраль Т1	1,5	56,9	1
Тр-р	23	25	Давыдовка ВН 110 кВ - Давыдовка нейтраль Т2	1,5	56,9	1
Тр-р	24	26	Давыдовка нейтраль Т1 - Давыдовка СН 35 кВ	1,5	0	0,323
Тр-р	24	27	Давыдовка нейтраль Т1 - Давыдовка НН 6 кВ	1,5	35,7	0,055
Тр-р	25	26	Давыдовка нейтраль Т2 - Давыдовка СН 35 кВ	1,5	0	0,323
Тр-р	25	27	Давыдовка нейтраль Т2 - Давыдовка НН 6 кВ	1,5	35,7	0,055
Тр-р	28	29	Тавричанка ВН 35кВ - Тавричанка НН 6 кВ	1,4	14,6	0,184
Тр-р	28	29	Тавричанка ВН 35кВ - Тавричанка НН 6 кВ	1,4	14,6	0,184

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	30	31	Пушкинская ВН 110 кВ - Пушкинская нейтраль Т1	2,6	88,9	1
Тр-р	30	32	Пушкинская ВН 110 кВ - Пушкинская нейтраль Т2	2,6	88,9	1
Тр-р	31	33	Пушкинская нейтраль Т1 - Пушкинская СН 35 кВ	2,6	0	0,318

Таблица 27 – Генератор/Несим

Название	№ узла	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление обратной последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности X0, Ом	ЭДС E, кВ
Артёмовская ТЭЦ	1	0,287	0,234	0,097	110

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (27)$$

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

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\delta} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$.

Таблица 28 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
1	2	3	4

1	2	3	4
Шины 35 кВ ПС Вираж	2,78	1,39	6,88
Шины 6 кВ ПС Вираж	6,86	3,43	16,97
Шины 35 кВ Дачная	3,94	1,97	9,75
Шины 6 кВ Дачная	7,53	3,76	18,63

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (28)$$

Рабочий максимальный ток для подключаемых подстанций:

$$I = \frac{\sqrt{4^2 + 1,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,071 \text{ кА}$$

8 ВЫБОР ОБРУДОВАНИЯ

8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (29)$$

- по максимальному рабочему току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (30)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам. Проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} \quad (31)$$

где, $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

Проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}, \quad (32)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}. \quad (33)$$

где, $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

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

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

Проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (34)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (35)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (36)$$

где, β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (37)$$

где, $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{откл.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \quad (38)$$

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (39)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (40)$$

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

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (41)$$

где, B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (42)$$

где, $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно [31] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (43)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

Для ПС Дачная и ПС Вираз выберем элегазовые баковые выключатели типа ВГБ-35 производства АО «УЭТМ» Баковые выключатели по сравнению с колонковыми обладают большей сейсмостойкостью, благодаря своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.

ВЭБ-35 выполненный в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру до минус 55°C. С помощью установленных в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [3].

ВЭБ-35 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-35.

Таблица 29 – Характеристики ТВГ-35 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p = 71 \text{ А}$	$2000 \text{ А} > 71 \text{ А}$

Продолжение таблицы 29

$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,53 \text{ кА}$	$40 \text{ кА} > 7,53 \text{ кА}$
$I_{мер}^3 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3$	$I_{по}^3 \cdot t_{пр} = 7,53^2 \cdot 1,5$	$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{сквоз} = 40 \text{ кА}$	$I_{удар} = 18,63 \text{ кА}$	$40 \text{ кА} > 18,63 \text{ кА}$

Выключатель соответствует условиям и может быть принят к установке.

8.2 Выбор разъединителя

Принимается разъединитель типа РНД3.2-35/1000 У1 с двумя заземляющими ножами для коммутации с соседними подстанциями и разъединитель типа РНД3.1-35/1000 У1 с одним заземляющим ножом для коммутации с шинами 35 кВ. Тип привода: ПВ-20У2. Выбирается разъединитель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую стойкость. Данные расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Характеристики РНД3.1-35/1000 и РНД3.2-35/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 71 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 71 \text{ А}$
$i_d = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,53 \text{ кА}$	$63 \text{ кА} > 7,53 \text{ кА}$

8.3 Выбор ОПН

Для ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливается ОПН, которые необходимо устанавливать на вводах силовых трансформаторов, подключаемых к воздушным ЛЭП. При этом установка коммутационных аппаратов между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора не допускается. Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-35УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 31.

Таблица 31 – Характеристики ОПН-35УХЛ1:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

8.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по: номинальному напряжению, конструктивному исполнению, классу точности, вторичной нагрузке.

Первым шагом для выбора ТН, необходимо учесть вторичную нагрузку, которая формируется за счет потребляемой мощности счетчиков и приборов учета. К основным вторичным обмоткам трансформатора напряжения подключаются: ватт/варметры, вольтметры, счетчик активной и реактивной энергии.

Параметры приборов учета сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка ТН-35кВ:

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЩП96П-35кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/40-35кВ	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	РиМ 384.01	1	0,5
Итого:		3	11,5

Трансформаторы, предназначенные для присоединения расчетных счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5.

Суммарная нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке ТН не должна превышать номинальную мощность, установленную данным классом точности, в противном случае, это приводит к увеличению погрешностей.

Для однофазных трансформаторов, соединённых по схеме открытого треугольника, следует взять удвоенную мощность одного трансформатора.

Исходя из этого, выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-35 с литой изоляцией. Номинальная мощность в данном классе точности: 60 В·А.

Таблица 33 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 60 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$60 \text{ В} \cdot \text{А} > 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

8.5 Выбор предохранителей

Предохранитель – защитное устройство, которое размыкает цепь при превышении номинального тока в цепи, благодаря разрушению специальной плавкой вставки. Включается последовательно с защищаемым элементом. Выбирается предохранитель по номинальному напряжению и току.

Для трансформатора напряжения выбран предохранитель ПKN 001-35УЗ с кварцевым наполнением, номинальным напряжением 35 кВ. Данный тип предохранителей используется для защиты трансформаторов напряжения.

8.6 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются: по конструкции и классу точности, по номинальному напряжению установки, по нагрузке вторичной обмотки, по току с условием того, что ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, потому как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Затем трансформаторы проверяются на ток термической и динамической стойкости.

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛ-35, его номинальное сопротивление можно найти исходя из его каталожных данных по формуле:

$$R_{2ном} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2} \quad (44)$$

где: $S_{2н}$ - полная мощность трансформатора тока (принимается равным 10 В·А);

$I_{2н}$ - ток вторичной обмотки (принимается равным 5 А).

$$R_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора сводится к поиску суммарного сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов, по формуле:

$$R_2 = R_{приб} + R_{конт} + R_{пров} \quad (45)$$

где: R_2 - расчетная вторичная нагрузка, Ом;

$R_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов, Ом;

$R_{конт}$ - сопротивление контактов (принимается равным 0,05 Ом);

$R_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом.

Таблица 34 – Приборы, включенные во вторичную обмотку:

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Амперметр	Ц33-М1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	РиМ 384.01/2	0,5
Итого		1,5

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{приб} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ В·А}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (46)$$

где: I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А.

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06$$

Учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока, можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов, соединяющих трансформатор тока и прибор по формуле:

$$R_{\text{доп.пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} \quad (47)$$

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{доп.пров}}} \quad (48)$$

где: c - удельное сопротивление материала провода (для алюминия 0,0283 Ом);

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в нашем случае применяется схема полной звезды (длину соединительных проводов для цепей РУ-35кВ можно приблизительно принять 60-75м)

$$q_{\min} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,29} = 5,85 \text{ мм}^2$$

К установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм²

Сопротивление соединительных проводов выразим из формулы 49:

$$R_{\text{пров}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (49)$$

При выбранном сечении, оно составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,283 \text{ Ом}$$

Исходя из формулы (49), суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,283 = 0,393 \text{ Ом}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 35

Таблица 35 – Условия выбора трансформатора тока ТОЛ-35 III-IV-1:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_p = 71 \text{ А}$	$200 \text{ А} > 71 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 7,35 \text{ кА}$	$25,5 \text{ кА} > 7,35 \text{ кА}$
$R_{2 \text{ ном}} = 0,4$	$R_2 = 0,393$	$0,4 \text{ Ом} > 0,393 \text{ Ом}$

8.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению и допустимой механической нагрузке. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$, где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6 F_{разр}$, где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Допустимую нагрузку находим по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h \cdot 10^{-5} \quad (50)$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро (принимается равным 1);

i_y – ударный ток в данном классе напряжения, А;

a – расстояние между фазами, м;

l – расстояние между изоляторами, м.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{2974^2 \cdot 0,8}{0,6} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 2,04 \text{ Н}$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы ИОС-35-500-01УХЛ1. Характеристики данного типа изолятора: номинальное напряжение – 35 кВ; Минимальная, разрушающая сила на изгиб – 5 кН.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

9.1 Задачи расчета показателей надежности

Для заданного участка электрической сети выбрать и охарактеризовать расчетные случаи надежности из нижеперечисленных: состояние полного отказа (полное погашение схемы рассмотреть на заданных ПС); состояние полной работоспособности (рассмотреть на заданных ПС); состояния частичных отказов (частичных перерывов в электроснабжении), приводящих к недоотпуску электроэнергии.

Для расчетного случая составить расчетную схему сети и определить исходные данные для расчета показателей надежности.

Рассчитать показатели надежности для рассматриваемого элемента расчетной схемы сети.

Составить схему замещения для расчетного случая и определить суммарный ущерб.

9.2 Расчет параметров показателей надежности

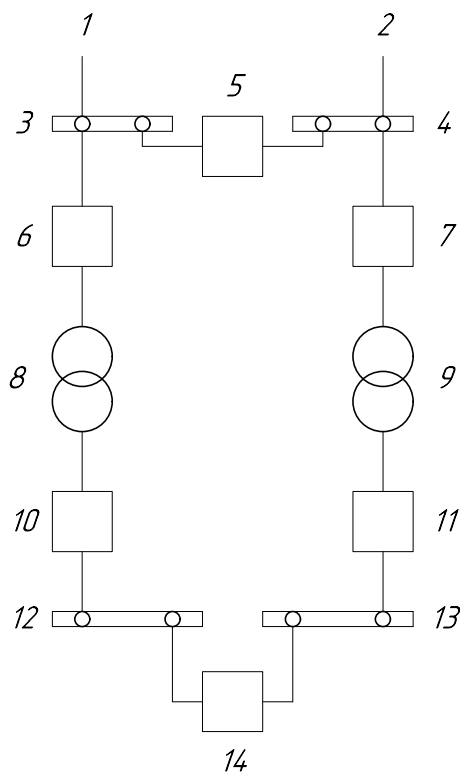


Рисунок 11 – расчётная схема для ПС Дачная и Виразж.

Расчётная схема включает в себя только силовые элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме. В нормальном режиме ремонтная перемычка отключена, следовательно, в расчёте надёжности данный элемент не участвует. Также в расчёте не учитываются трансформаторы тока (они учтены в модели выключателя) и трансформаторы напряжения (т.к. при их повреждении нарушается не электроснабжение, а учёт электроэнергии и мощности).

По расчётной схеме составляется схема замещения, где каждый элемент, который может отказать, заменяется прямоугольником. Элементы соединяются последовательно или параллельно. Все последовательно соединённые элементы в схеме заменяются одним эквивалентным путём суммирования, параллельно соединённые элементы путём умножения. При эквивалентировании используются римские цифры.

Для данной схемы использован блочный подход оценивания надёжности. Он заключается в выделении групп в схеме по характерному признаку, учитывающему специфичность данного участка сети, и рассмотрении каждой из них.

В таблице 36 приведены показатели надёжности для основных элементов схемы.

Таблица 36 – показатели надёжности для расчетной схемы

Элемент	Параметр потока отказов ω , 1/год	Среднее время восстановления t_B , год	Частота плановых и преднамеренных отключений $\mu_{пл}$, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений $t_{пр}$, год
1	2	3	4	5
Выключатель 35 кВ	0,04	$0,15 \cdot 10^{-3}$	0,2	$10 \cdot 10^{-3}$
Шины 35 кВ (на одно присоединение)	0,01	$0,3 \cdot 10^{-3}$	0,17	$0,5 \cdot 10^{-3}$

1	2	3	4	5
Воздушная линия 35 кВ (на 100 км)	1,4	$0,11 \cdot 10^{-4}$	2,2	$1,9 \cdot 10^{-3}$
Трансформатор 35 кВ (от 10 до 80 МВт)	0,01	$1,14 \cdot 10^{-3}$	0,25	$1,9 \cdot 10^{-3}$

Для каждого эквивалентного элемента рассчитываются следующие показатели:

- Параметр потока отказов;
- Коэффициент вынужденного простоя;
- Коэффициент готовности;
- Время восстановления.

Расчет параметров надежности приведен в приложении Д.

9 РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Для выбранного варианта подключения ПС Дачная и ПС Виразх произведем расчет нормального режима (зимний максимум).

Таблица 37 – Результаты расчёта узлов варианта №2 в ПВК Rastrwin 3

Название	Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
		$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВар	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, Мвар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Артёмовская ТЭЦ	110	0	0	66,33	153,96	115	115,5	5
Отпайка 129	110	0	0	0	0	0	114,17	3,79
Кролевцы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	114,14	3,76
Кролевцы нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	113,94	3,58
Кролевцы нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	113,94	3,58
Кролевцы СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,62	4,33
Кролевцы НН 6 кВ	6	10,84	2,14	0	0	0	6,24	4,06
Шахта 7 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	112,16	1,96
Шахта 7 НН 6 кВ	6	22,13	8,58	0	0	0	5,93	-1,06
Западная ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	111	0,91
Западная нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	105,69	-3,91
Западная нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	105,69	-3,91
Западная СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,57	4,49
Западная НН 6 кВ	6	24,39	4,85	0	0	0	5,77	-3,69
Соловей ключ ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,58	-1,19
Соловей ключ НН 6 кВ	6	3,84	1,13	0	0	0	5,86	-2,26
Надеждинская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	35,01	0,03

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Надеждинская НН 6 кВ	6	19,2	3,83	0	0	0	5,87	-2,13
Надеждин- ская/т ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,22	0,20
Надеждин- ская/т НН 27.5 кВ	27.5	8,81	8.13	0	0	0	27	-1,8
Шмидтовка ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,22	-2,21
Шмидтовка НН 6 кВ	6	3,95	0,79	0	0	0	5,92	-1,32
Давыдовка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	106,38	-3,29
Давыдовка нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	105,29	-4,27
Давыдовка нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	105,29	-4,27
Давыдовка СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,07	-2,63
Давыдовка НН 6 кВ	6	5,08	0,9	0	0	0	5,78	-3,65
Тавричанка ВН 35кВ	35	0	0	0	0	0	33,71	-3,66
Тавричанка НН 6 кВ	6	7,23	5,42	0	0	0	5,95	-0,78
Пушкинская ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	107,69	-2,09
Пушкинская нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	107,65	-2,12
Пушкинская нейтраль Т2	110	0	0	0	0	0	107,65	-2,12
Пушкинская СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,21	-2,23
Пушкинская НН 10 кВ	10	0,11	0,04	0	0	0	9,79	-2,04
Оленевод ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,07	-2,63
Оленевод НН 10 кВ	10	0,56	0,11	0	0	0	9,71	-2,8
Силикатная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33,79	-3,43
Силикатная НН 10 кВ	10	2,26	0,45	0	0	0	9,62	-3,76
Раздольное 1 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,14	-1,68
Раздольное 1 нейтраль Т1	110	0	0	0	0	0	106	-3,62

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Раздольное 1 СН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	33	-3,61
Раздольное 1 НН 10 кВ	10	6,78	1,35	0	0	0	9,56	-4,34
Раздольное 2 ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,13	-1,69
Раздольное 2 НН 10 кВ	10	1,13	0,45	0	0	0	9,78	-2,16
Тереховка ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,1	-1,72
Тереховка НН 10 кВ	10	0,56	0,33	0	0	0	9,78	-2,17
Отпайка 105	110	0	0	0	0	0	108,99	-0,91
Кипарисово ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	108,99	-0,91
Кипарисово НН 10 кВ	10	2,15	0,45	0	0	0	9,79	-2
Заводская ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,53	4,38
Заводская НН 6 кВ	6	4,07	0,79	0	0	0	6,21	4,23
Угловая ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	36,31	3,76
Угловая НН 6 кВ	6	8,58	1,69	0	0	0	6,17	2,99
Отпайка 55	110	0	0	0	0	0	110,95	0,87
Казармы ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,92	0,83
Казармы НН 10 кВ	10	2,26	0,79	0	0	0	10,02	0,29
Де фриз ВН 110 кВ	110	0	0	0	0	0	110,73	0,66
Де фриз НН 6 кВ	6	5,31	1,58	0	0	0	5,96	-0,54
ПС Владиво- сток СН 35 кВ	35	0	0	0	0	36,75	35,69	1,99
Вираз ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,4	-1,7
Вираз НН 6 кВ	6	4	1,6	0	0	0	6,11	1,99
Дачная ВН 35 кВ	35	0	0	0	0	0	34,85	-0,4
Дачная НН 6 кВ	6	4	1,6	0	0	0	6,2	3,4

Из расчета нормального режима делаем вывод, что напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

Таблица 38 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°C, I _{доп_25} , А	Токовая нагрузка, I/I _{доп} , %
Наеждинская ВН 35 кВ – Дачная ВН 35 кВ	36	36	210	17,6
Соловей ключ ВН 35 кВ – Вираз ВН 35 кВ	37	37	210	17,3

Ток, протекающий по линии ПС Надеждинская ВН 35 кВ – ПС Дачная ВН 35 кВ составляет 36 А и не превышает значение длительно допустимого тока для данного марки провода. Ток, протекающий по линии ПС Соловей ключ ВН 35 кВ – ПС Вираз ВН 35 кВ оставляет 37 А и не превышает значение длительно допустимого тока для данного марки провода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети.

Осуществлен анализ электрических сетей, Надеждинского района, отмечены узкие места существующей сети, а также предложены способы минимизировать риски перебоя электроснабжения потребителя.

При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается, но при увеличении мощности потребления наблюдаются значительные отклонения от допустимых параметров режима.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надежной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Для предложенной схемы развития посчитаны и проанализирован установившийся режим. Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПС Виразж двухцепной линией к шинам 35 кВ ПС Соловей ключ, ПС Дачная к шинам 35 кВ ПС Надеждинская. Окупаемость данного проекта составляет немного больше 6 лет.

Выполнены расчёты нормальных режимов и токов короткого замыкания.

Произведён выбор и проверка оборудования для проектируемых подстанций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 А.А.Казакул Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике // Издательство АмГУ – 2013.
- 2 Аметистова Е.А. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / Е.А. Аметистова – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
- 3 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.
- 4 Артемовская ТЭЦ (Приморский край) [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская_ТЭЦ (дата обращения: 08.04.2022).
- 5 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш.шк., 1990. – 383 с.
- 6 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / Н.И Воропай. // доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г.
- 7 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с., с.322.
- 8 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.
- 9 ГОСТ 31818.11-2012. Межгосударственный стандарт. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. – М.: Изд-во Стандартиформ. – 2014.
- 10 ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2013. – 63 с.

11 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

12 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебное пособие / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

13 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филипова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 48 с.

14 Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2 РИМ 384.02/2: Руководство по эксплуатации / С.П. Порватов. – Новосибирск, 2013.

15 Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2 РИМ 384.02/2: Руководство по эксплуатации / С.П. Порватов. [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2016/09/23/RE_RiM_384.pdf (дата обращения 20.05.22).

16 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

17 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118 – 2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281

18 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Благовещенск: АмГУ, 2013. . 139 с.

19 Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

20 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.

21 Непомнящий В.А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики / В.А. Непомнящий – Энергорынок. 2009. № 9. С. 22–26.

22 Непомнящий В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем/ В.А. Непомнящий – СПб.: ПЭИПК, 2010.

23 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей/ В.А. Непомнящий – М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

24 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 25.04.2022).

25 Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

26 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование: учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. – Минск: Высш. шк., 1988. - 308 с.

27 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

28 Приказ Минэнерго России от 01.03.2017 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2022 годы»

29 Приказ Минэнерго России От 30.06.2003 № 277 Методические указания по устойчивости энергосистем.

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

31 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

32 Савина, Н.В. Математическое представление информационных потоков при управлении ЭЭС в условиях неопределенности / Н.В. Савина, Л.А.Гурина //

Информационные и математические технологии в научных исследованиях. Сб. трудов XI Междунар. конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – Ч. I. – С. 27-35.

33 Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

34 Савина Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

35 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

36 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. / Н.В. Савина – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. – 106 с.

37 Савина Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах: Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2010. – 238с.

38 Способ нормализации уровней напряжения в ЭЭС / В.Е. Фарафонов, Н.Ш. Чемборисова //8-й международный симпозиум по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. Труды симпозиума 16-19 июня 2009г. Санкт-Петербург. - 2009 г.

39 Стальные опоры 35 кВ. Выпуск 0: Материалы для проектирования / ВНПО РОСЛЭП – Новосибирск. 2005.

40 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

41 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 25.04.22).

42 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. – 189 с.

43 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022 – 2026 годы [Электронный ресурс]. URL: <https://primorsky.ru/upload/medialibrary/082/u3097spuhy6c1780zqyqwojerwwkwajh.zip> (дата обращения: 08.04.2022).

44 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем: моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

45 Ушаков В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрайт, 2016. – 446 с. – Серия : Университеты России.

46 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 327с.

47 Файбисович Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

48 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. М.: Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

49 Чулюкова, М. Методика анализа режимной ситуации для / интеллектуализации распределительной электрической сети М.В. Чулюкова, Н. В Савина, // Вестник Амурского государственного университета. – 2014. – Выпуск 67: Сер. Естеств. и экон. науки. – С. 95-99.

50 Электротехнический справочник: в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, В. А. Лабунцова, И. Н. Орлова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, А. Я. Шихина, И. В. Антик. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 880 с.

51 RastrWin3 - Документация пользователя [Электронный ресурс] - URL: <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$$k_{\text{инф}} := 9.16$$

Капиталовложения в строительство кабеля:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 35 кВ,
провод АС с сечением 50 мм², суммарная длина ЛЭП 23,7 км:

$$k_{\text{ЛЭП}} := 870 \text{ тыс.руб/км} \quad l := 23.7 \text{ км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{ЛЭП}} \cdot l \cdot k_{\text{инф}} = 188870.04 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ОРУ ПС:

$$k_{\text{ПП35}} := 20680$$

$$K_{\text{ПП}} := k_{\text{ПП35}} \cdot 2 \cdot k_{\text{инф}} = 378857.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$k_{\text{ТР35}} := 2068 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР}} := (2 \cdot k_{\text{ТР35}} \cdot k_{\text{инф}}) \cdot 2 = 75771.52 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{ПЗ}} := 4700 \cdot k_{\text{инф}} = 43052 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПЗ}} + K_{\text{ПП}} = 497681.12 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{ОК}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 686551.16 \quad \text{тыс.руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

$$k_{\text{инф}} := 9.16$$

Капиталовложения в строительство кабеля:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 35 кВ,
провод АС с сечением 50 мм², суммарная длина ЛЭП 22,2 км:

$$k_{\text{ЛЭП}} := 870 \quad \text{тыс.руб/км} \quad l_{\text{ЛЭП}} := 22.2 \text{ км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{ЛЭП}} \cdot l_{\text{ЛЭП}} \cdot k_{\text{инф}} = 176916.24 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ОРУ ПС:

$$k_{\text{ПП35}} := 20680$$

$$K_{\text{ПП}} := k_{\text{ПП35}} \cdot 2 \cdot k_{\text{инф}} = 378857.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$k_{\text{ТР35}} := 2068 \quad \text{тыс.руб} \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ТР}} := (2 \cdot k_{\text{ТР35}} \cdot k_{\text{инф}}) \cdot 2 = 75771.52 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{ПЗ}} := 4700 \cdot k_{\text{инф}} = 43052 \quad \text{тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПЗ}} + K_{\text{ПП}} = 497681.12 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{ОК}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 674597.36 \quad \text{тыс.руб}$$

Разница в капиталовложениях:

$$686551.16 - 674597.36 = 11953.8$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\left(\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \right) \quad \left(\alpha_{\text{рэопс}} := 0.059 \quad K_{\text{ВЛ}} := 188870.04 \quad K_{\text{ПС}} := 497681.12 \right)$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 30874.146 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 24884.056 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 9443.502 \text{ тыс.руб.}$$

$$\left((U_{\text{АМ}}) := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 34327.558 \right) \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 0.09 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 4600 = 414 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 2.7 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$\left(U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 1117.8 \right) \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\left(U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 66319.504 \right) \text{ тыс.руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\left(\alpha_{\text{ремонт}} := 0.008 \right) \quad \left(\alpha_{\text{экспл}} := 0.059 \right) \quad K_{\text{ВЛ}} := 176916.24 \quad K_{\text{ПС}} := 497681.12$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{ремонт}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{экспл}} \cdot K_{\text{ПС}} = 30778.516 \quad \text{тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы $T=20$ лет:

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 24884.056 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 8845.812 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$\left((U_{\text{АМ}}) := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 33729.868 \right) \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 0.05 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 4600 = 230 \quad \text{МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 2.7 \quad \text{тыс.руб./МВтч}$$

$$\left(U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 621 \right) \quad \text{тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

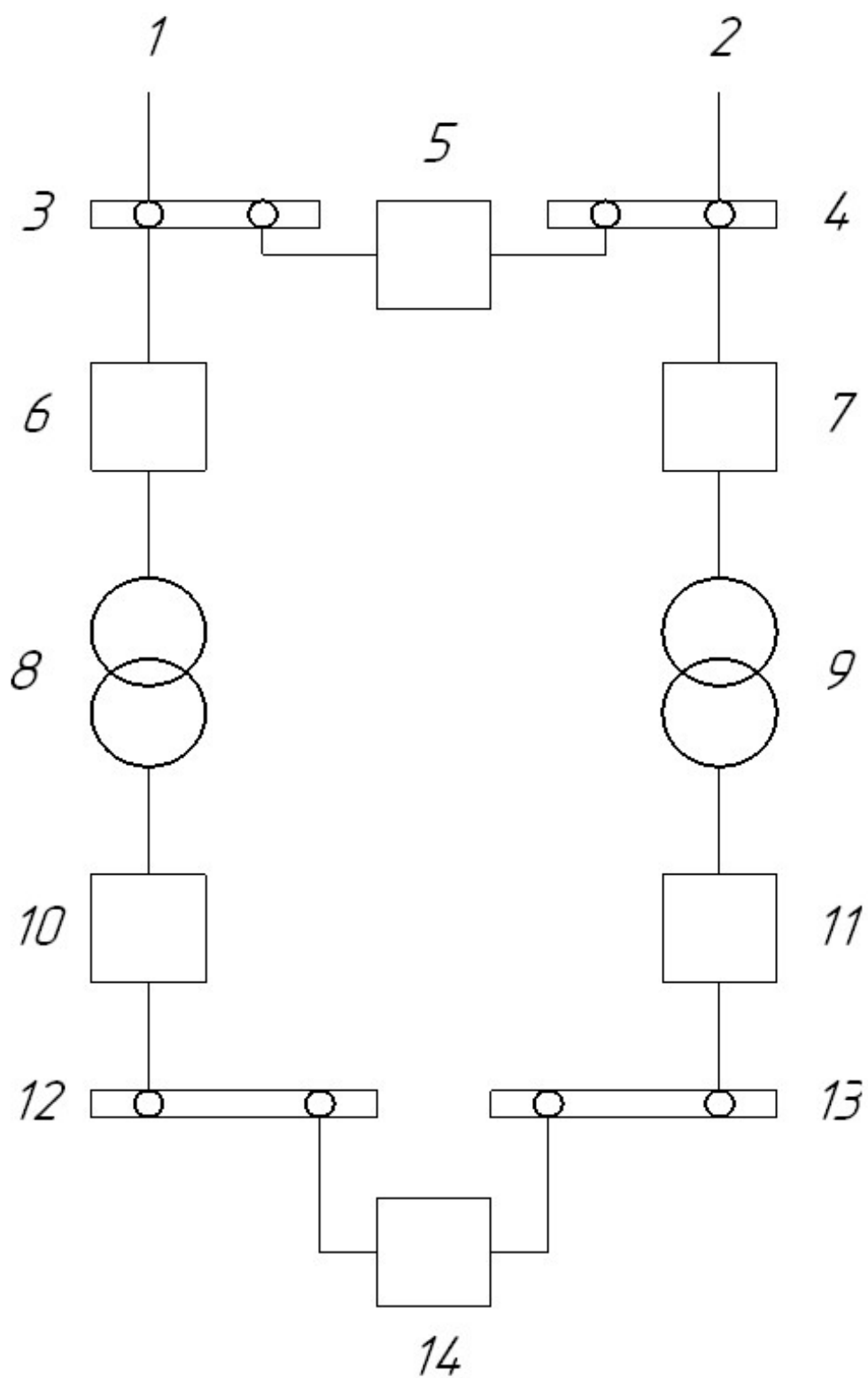
$$\left(U_{\text{Э}} := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 65129.384 \right) \quad \text{тыс.руб.}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт надёжности сети для 2 варианта

Исходные данные:

1 Схема замещения для участка сети



2 Справочные данные по показателям надёжности элементов

Для трансформаторов 35 кВ: Для выключателей 35 кВ:

$$\omega_{м35} := 0.01 \quad 1/\text{год} \quad \omega_{в35} := 0.04 \quad 1/\text{год}$$

$$t_{в.м35} := 1.14 \cdot 10^{-3} \quad \text{год} \quad t_{в.в35} := 0.15 \cdot 10^{-3} \quad \text{год}$$

$$\mu_{пл.м35} := 0.25 \quad 1/\text{год} \quad \mu_{пл.в35} := 0.2 \quad 1/\text{год}$$

$$t_{пр.м35} := 1.9 \cdot 10^{-3} \quad \text{год} \quad t_{пр.в35} := 10^{-3} \quad \text{год}$$

Для ВЛ 35 кВ:

$$\omega_{л35} := 1.4 \quad 1/\text{год} \quad \omega_{ш35} := 0.01 \quad 1/\text{год}$$

$$t_{в.л35} := 0.11 \cdot 10^{-3} \quad \text{год} \quad t_{в.ш35} := 0.3 \cdot 10^{-3} \quad \text{год}$$

$$\mu_{пл.л35} := 2.2 \quad 1/\text{год} \quad \mu_{пл.ш35} := 0.17 \quad 1/\text{год}$$

$$t_{пр.л35} := 1.9 \cdot 10^{-3} \quad \text{год} \quad t_{пр.ш35} := 0.5 \cdot 10^{-3} \quad \text{год}$$

Время безотказной работы (для установившихся режимов):

$$t_{рм35} := \frac{1}{\omega_{м35}} = 100 \quad \text{лет} \quad t_{рл35} := \frac{1}{\omega_{л35}} = 0.7 \quad \text{лет}$$

$$t_{рв35} := \frac{1}{\omega_{в35}} = 25 \quad \text{лет} \quad t_{рш35} := \frac{1}{\omega_{ш35}} = 100 \quad \text{лет}$$

$$K_{2м35} := \frac{t_{рм35}}{t_{рм35} + t_{в.м35}} = 1 \quad K_{2л35} := \frac{t_{рл35}}{t_{рл35} + t_{в.л35}} = 1$$

$$K_{2в35} := \frac{t_{рв35}}{t_{рв35} + t_{в.в35}} = 1 \quad K_{2ш35} := \frac{t_{рш35}}{t_{рш35} + t_{в.ш35}} = 1$$

Предварительный расчёт параметра потока отказов выключателей:

$$a_{он} := 0.011 \quad K_{анв} := 0.01$$

$$a_{вавм} := 0.014 \quad N_{он} := 3$$

$$\omega_{35} := \omega_{в35} + a_{он} \cdot N_{он} + a_{вавм} \cdot [(1 + 0 \cdot K_{анв}) \cdot \omega_{м35}] = 0.073$$

Эквивалентирование схемы:

$$\omega_1 := \omega_{\lambda 35} + \omega_{\psi 35} + \omega_{\lambda 35} = 2.81$$

$$\omega_2 := \omega_{m35} + \omega_{35} + \omega_{m35} + \omega_{\psi 35} = 0.103$$

$$\omega_3 := \omega_{m35} + \omega_{35} + \omega_{35} + \omega_{\psi 35} = 0.166$$

$$\omega_4 := \omega_{35} = 0.073$$

$$K_{\Pi 1} := \omega_{\lambda 35} \cdot t_{\theta. \lambda 35} + \omega_{\psi 35} \cdot t_{\theta. \psi 35} + \omega_{\lambda 35} \cdot t_{\theta. \lambda 35} = 3.095 \times 10^{-4}$$

$$K_{\Pi 2} := \omega_{m35} \cdot t_{\theta. m35} + \omega_{35} \cdot t_{\theta. 35} + \omega_{m35} \cdot t_{\theta. m35} + \omega_{\psi 35} \cdot t_{\theta. \psi 35} = 2.687 \times 10^{-5}$$

$$K_{\Pi 3} := \omega_{m35} \cdot t_{\theta. m35} + \omega_{35} \cdot t_{\theta. 35} + \omega_{m35} \cdot t_{\theta. m35} + \omega_{\psi 35} \cdot t_{\theta. \psi 35} = 2.687 \times 10^{-5}$$

$$K_{\Pi 4} := \omega_{\lambda 35} \cdot t_{\theta. \lambda 35} = 1.54 \times 10^{-4}$$

$$K_{\Gamma 1} := K_{21} \cdot K_{21} = 1 \quad K_{\Gamma 3} := K_{23} \cdot K_{23} = 1$$

$$K_{\Gamma 2} := K_{22} \cdot K_{22} = 1 \quad K_{\Gamma 4} := K_{24} \cdot K_{24} = 1$$

$$t_{\theta 1} := \frac{K_{\Pi 1}}{\omega_1} = 1.101 \times 10^{-4} \quad t_{\theta 3} := \frac{K_{\Pi 3}}{\omega_3} = 1.616 \times 10^{-4}$$

$$t_{\theta 2} := \frac{K_{\Pi 2}}{\omega_2} = 2.605 \times 10^{-4} \quad t_{\theta 4} := \frac{K_{\Pi 4}}{\omega_4} = 2.106 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{IIIII} := \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot K_{\Pi 2} + \omega_2 \cdot \omega_3 \cdot K_{\Pi 3} = 1.492 \times 10^{-5} \quad \omega_{IV} := \omega_4 \cdot K_{\Pi 4} = 2.096 \times 10^{-4}$$

$$K_{\Pi IIII} := \omega_2 \cdot t_{\theta 2} \cdot \omega_3 \cdot t_{\theta 3} = 2.532 \times 10^{-8}$$

$$K_{\Pi V} := \omega_{IV} \cdot t_{\theta 4} = 5.425 \times 10^{-8}$$

$$K_{\Gamma IIII} := 1 - K_{\Pi IIII} = 1$$

$$K_{\Gamma V} := 1 - K_{\Pi V} = 1$$

$$t_{\theta IIII} := \frac{K_{\Pi IIII}}{\omega_{IIIII}} = 1.696 \times 10^{-3}$$

$$t_{\theta V} := \frac{K_{\Pi V}}{\omega_{IV}} = 3.635 \times 10^{-3}$$

$$\omega_I := \omega_1 \cdot K_{\Gamma 1} = 4.786 \times 10^{-6}$$

$$K_{\Pi I} := \omega_I \cdot t_{\theta 1} = 2.632 \times 10^{-9}$$

$$K_{\Gamma I} := 1 - K_{\Pi I} = 1$$

$$t_{\theta I} := \frac{K_{\Pi I}}{\omega_{IIIII}} = 3.635 \times 10^{-3}$$

Общий Эквивалент:

$$\omega_{o1} := \omega_{III} = 1.492 \times 10^{-5}$$

$$\omega_{o2} := \omega_{IV} = 2.096 \times 10^{-4}$$

$$\omega_{o3} := \omega_I = 4.786 \times 10^{-6}$$

$$K_{\Pi o1} := \omega_{o1} \cdot t_{BIII} = 2.532 \times 10^{-8}$$

$$K_{\Pi o2} := \omega_{o2} \cdot t_{BIV} = 7.618 \times 10^{-7}$$

$$K_{\Pi o3} := \omega_{o3} \cdot t_{BI} = 1.74 \times 10^{-8}$$

$$K_{\Gamma o1} := K_{\Gamma} = 1$$

$$K_{\Gamma o2} := K_{\Gamma III} = 1$$

$$K_{\Gamma o3} := K_{\Gamma IV} = 1$$

$$t_{Bo1} := \frac{K_{\Pi o1}}{\omega_{o1}} = 1.696 \times 10^{-3}$$

$$t_{Bo2} := \frac{K_{\Pi o2}}{\omega_{o2}} = 3.635 \times 10^{-3}$$

$$t_{Bo3} := \frac{K_{\Pi o3}}{\omega_{o3}} = 3.635 \times 10^{-3}$$

$$\omega_o := \omega_{o1} \cdot \omega_{o2} \cdot \omega_{o3} \cdot K_{\Pi o1} + \omega_{o1} \cdot \omega_{o2} \cdot \omega_{o3} \cdot K_{\Pi o2} + \omega_{o1} \cdot \omega_{o2} \cdot \omega_{o3} \cdot K_{\Pi o3} = 0$$

$$K_{\Pi} := \omega_{o1} \cdot t_{Bo1} \cdot \omega_{o2} \cdot t_{Bo2} \cdot \omega_{o3} \cdot t_{Bo3} = 0$$

$$K_{\Gamma} := 1 - K_{\Pi} = 1$$

$$t_B := \frac{K_{\Pi}}{\omega_o} = 0.028$$

$$q_c := K_{\Pi}$$

Определение вероятности отказа всей сети с учётом АВР:

$$q_{\text{АВР}} := 0.82 \quad q_{\text{ДЗТ}} := 0.24$$

$$q_c \cdot (1 - q_{\text{АВР}}) \cdot (1 - q_{\text{ДЗТ}}) + 0.5 \cdot q_c \cdot (1 - q_{\text{АВР}}) \cdot q_{\text{ДЗТ}} \dots = 0 \\ + 0.5 \cdot q_c \cdot (1 - q_{\text{ДЗТ}}) \cdot q_{\text{АВР}} + q_c \cdot q_{\text{АВР}} \cdot q_{\text{ДЗТ}}$$

Время восстановления:

$$t_{\text{вс}} := \frac{Q_{\text{сАВР}}}{\omega_o} \cdot 8760 = 6.7 \times 10^{-9} \quad \text{час}$$

Время безотказной работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_o} = 3.4 \times 10^{10} \quad \text{час}$$

$$a := 0.1$$

$$T_p := -\ln(1 - a) \cdot T_c = 3.6 \times 10^9 \quad \text{час}$$

Расчёт ущербов от перерыва электроснабжения:

Расчёт дефицитной мощности:

$$P := 8 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{деф}} := P = 8 \quad \text{МВт}$$

Основной ущерб:

$$Y_o := 0.15$$

$$Y_{\text{ОВН}} := 0.7$$

$$Y := Y_o \cdot P_{\text{деф}} \cdot t_{\text{вс}} \cdot 10^3 + \left(Y_o + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{вс}}} \right) \cdot P_{\text{деф}} \cdot t_{\text{вс}} \cdot 69.47 \cdot 10^3 = 389032.001 \quad \text{руб}$$

Вывод: При отказе всего рассматриваемого участка сети ущерб от перерыва электроснабжения составит 389032 рублей.