

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 системы внешнего электроснабжения АО  
«ВостокДатаСервис» с применением инновационных и цифровых технологий

Исполнитель

студент группы 142-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Почтаренко

Руководитель

профессор, докт. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания  
программы магистратуры  
профессор, докт. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Почтаренко Натальи Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы внешнего электроснабжения АО «ВостокДатаСервис» с применением инновационных и цифровых технологий

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 23.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети Амурской области, схемы потокораспределения Амурской области, контрольные замеры летнего и зимнего периода Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области, проектирование вариантов развития электрической сети при вводе ПС, выбор и проверка оборудования, технико-экономическое сравнение вариантов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 63 таблицы, 25 рисунков, программные продукты MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, зав. кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 130 стр., 25 рисунков, 63 таблицы, 5 приложений, 64 источника, 79 формул.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, УЗЛОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПОТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с подключением нового крупного потребителя.

Целью работы является проектирование развития электрической сети 220 кВ в связи с появлением крупных нагрузок для повышения надежности и гибкости схемы.

В результате была определена возможность подключения нового крупного потребителя к электрическим сетям 220 кВ Свободненского района Амурской области. Произведен анализ расчета режима существующей и сети после подключения нового крупного потребителя. На основании результатов расчетов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС ВДС. Проведена техническая проработка предложенных вариантов из которой выбран лучший для подключения к существующим сетям. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчета экономической эффективности им оказался вариант при подключении нового потребителя отпайками к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Амурской области	11
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	11
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	13
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	15
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
1.4.1 Характеристика источников питания	16
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	23
1.4.3 Структурный анализ ПС	25
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	27
1.6 Выводы	45
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей	46
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	46
2.1.1 Композитные провода и кабели марки АССС	46
2.1.2 Характеристика инновационной технологии цифровая подстанция	57
2.1.3 Возможности применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств	61
2.2 Выводы	63
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением нового потребителя	64
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	64
3.2 Технический анализ вариантов развития электрической сети	68

3.3 Вывод	69
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с подключением подстанции ВДС	70
4.1 Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции и компенсирующих устройств	72
4.2 Вариант развития электрической сети при подключении подстанции ВДС к существующим сетям на напряжение 220 отпайками от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2	75
4.3 Вариант развития электрической сети при подключении подстанции ВДС к существующим сетям на напряжение 220 от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1	81
4.4 Расчет токов короткого замыкания	86
4.5 Разработка вариантов конструктивного исполнения подстанции и выбор оптимального	90
4.5.1 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ и КРУ 10 кВ	91
4.5.2 Выбор и проверка выключателей	94
4.5.3 Выбор и проверка разъединителей	97
4.5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	98
4.5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	100
4.5.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	101
4.5.7 Выбор и проверка изоляторов	103
4.5.8 Выбор и проверка ТСН	105
4.5.9 Вывод	106
5 Выбор оптимального варианта развития сети	107
5.1 Капиталовложения	107
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	109
5.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	111
5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	112

5.5 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	116
5.6 Выводы	120
Заключение	121
Библиографический список	123
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	131
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	132
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	151
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	157
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	165

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БГЭС – Бурейская гидроэлектростанция;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОЗ – операционная зона;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети с центрами питания Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС при подключении крупного потребителя мощностью 135 МВт в Амурской области, с целью подключения новых социально–экономически значимых объектов.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи с подключением нового крупного потребителя. Данная тема была взята по предложению Системного оператора ЕЭС России.

Объект исследования – электрические сети напряжением 220 кВ Свободненского района Амурской области.

Предмет исследования – инновационные и цифровые технологии применяемые в линиях электропередачи и на подстанциях для подключения новых потребителей.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети напряжением 220 кВ в связи с появлением крупных нагрузок для повышения надежности и гибкости схемы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выявление проблемных мест существующей сети и возможности подключения нового крупного потребителя;
- 2) Анализ инновационных технологий применяемых при развитии электрических сетей и подключении ПС;
- 3) Разработка вариантов подключения нового крупного потребителя к электрическим сетям Свободненского района Амурской области;
- 4) Техническая проработка предложенных вариантов;
- 5) Определение оптимального варианта инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.



Научная новизна заключается в обоснованном выборе инновационных и цифровых технологий и их адаптации, к реальному объекту при развитии электрических сетей 220 кВ Свободненского района Амурской области.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем повышение гибкости электрических сетей 220 кВ Амурской области, а также надёжное электроснабжение социально–экономически значимых объектов Амурской области при подключении нового крупного потребителя.

В данной работе проделано следующее:

1. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети. По результатам проработанных вопросов в разделе 1 определена возможность подключения к существующим сетям 220 кВ нового крупного потребителя.

2. Приведена характеристика применяемого инновационного оборудования. По результатам данного раздела выбраны инновационные технологии, применение которых возможно при развитии сети.

3. Разработаны варианты развития электрической сети. Были разработаны 5 вариантов развития электрической сети и проведя их анализ выбраны 2 для дальнейшего расчета.

4. Выполнена техническая проработка двух выбранных вариантов развития электрической сети при подключении нового крупного потребителя. Оба рассмотренных варианта могут быть осуществимы для подключения нового потребителя также произведены выбор и проверка оборудования для внешнего электроснабжения нового подключаемого потребителя.

5. Произведен расчёт экономической эффективности двух рассматриваемых вариантов. Был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а также сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

В процессе написания магистерской диссертации было принято участие в научно-технических конференциях: XXXI научная конференция Амурского государственного университета «День науки» с докладом на тему «Особенности проектирования цифровой подстанции», XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее» с докладом на тему «Способы передачи данных на цифровой подстанции», X Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» с докладами на темы: «Сопоставительный анализ воздушных линий электропередачи по механической прочности», «Выбор методов мониторинга силовых трансформаторов подстанций нового поколения». Для апробации магистерской диссертации были опубликованы 3 научные статьи [30,31,32].

# 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Для определения места проектирования, источников питания, электрических сетей и подстанций в рассматриваемом районе, а также для выявления узких мест и возможности подключения новых потребителей, проводится анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях.

## 1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых потребителей.

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ, представленный на рисунке 1 [58], а граф рассматриваемого участка на рисунке 2.

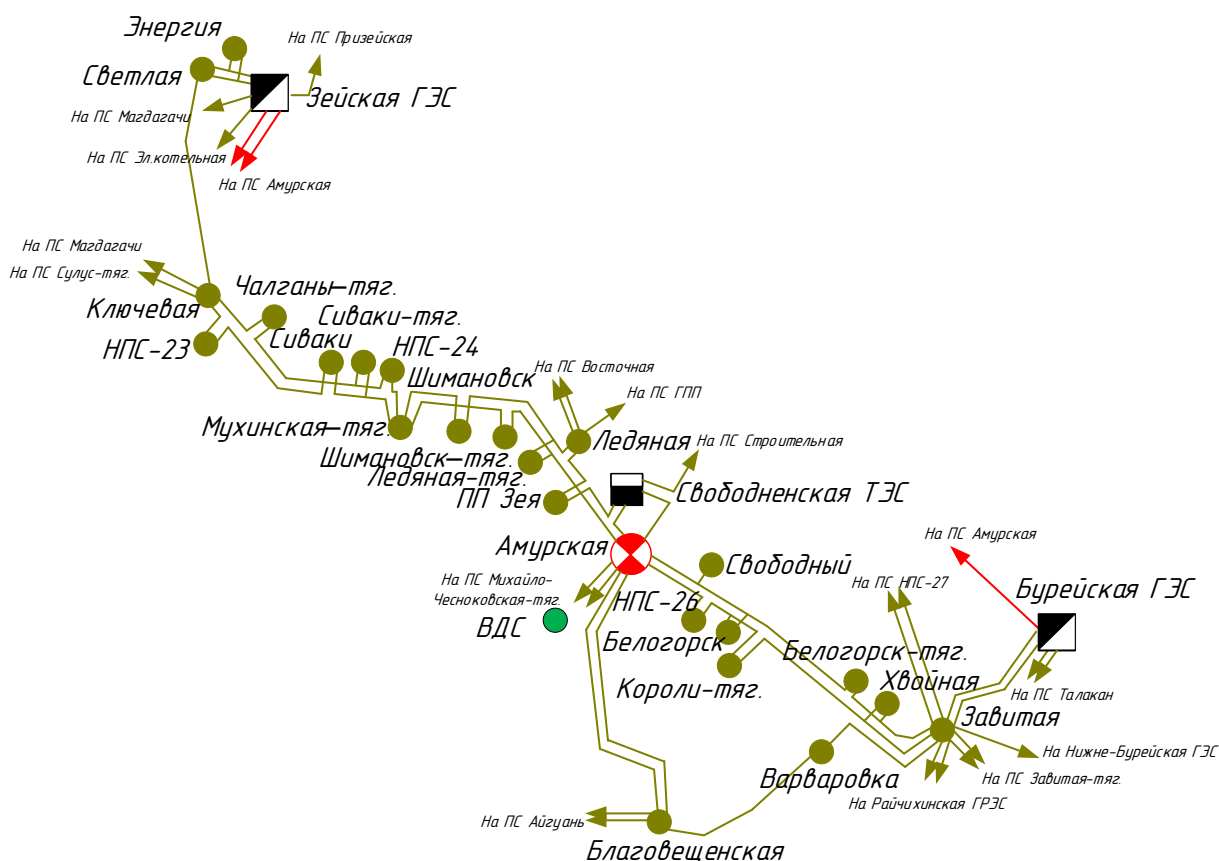
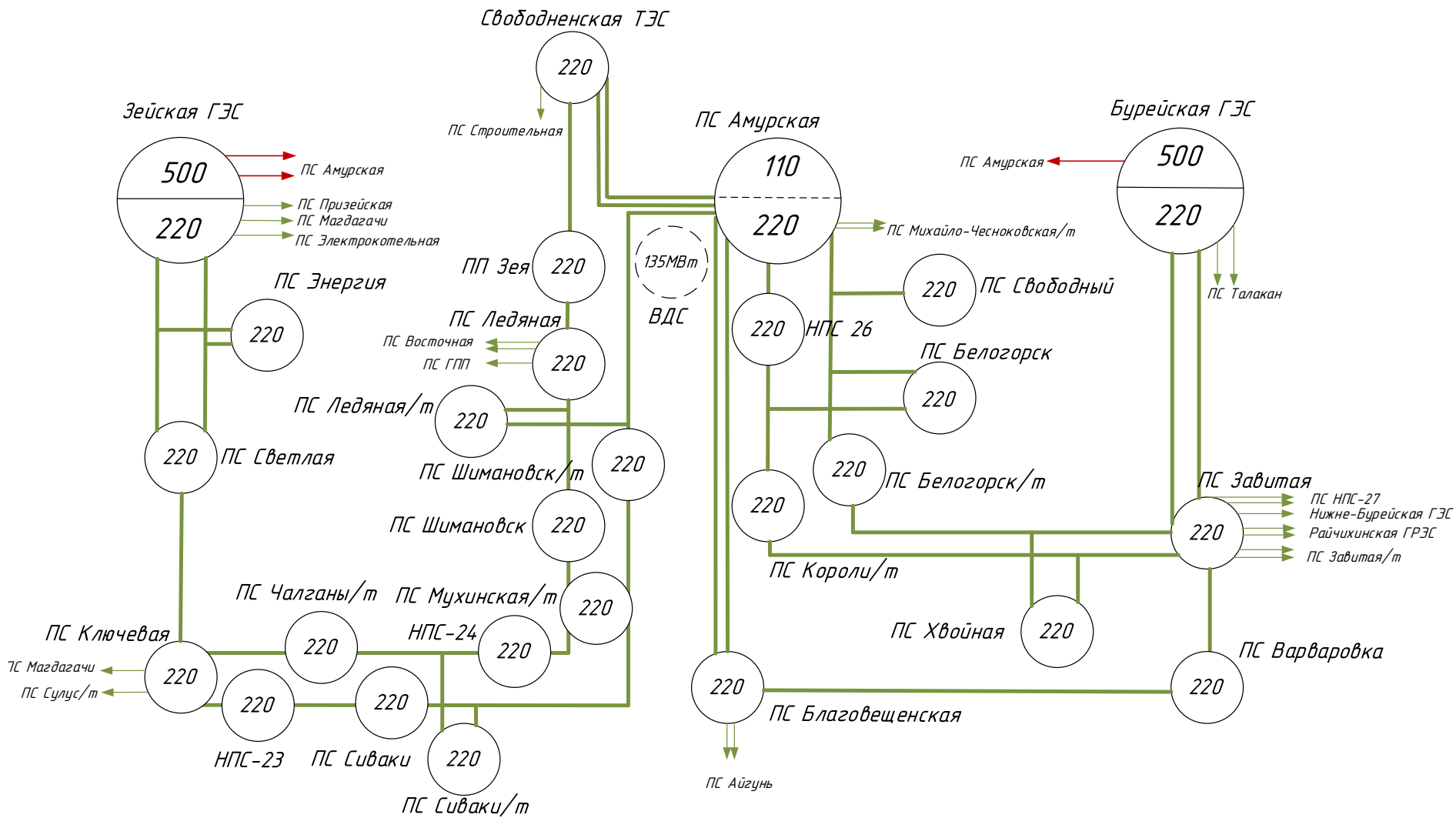


Рисунок 1 – Топологическая схема эквивалента электрической сети

Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети



В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны 3 объекта генерации: Бурейская ГЭС; Зейская ГЭС; Свободненская ГЭС, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ ПС Амурская и 23 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Энергия; ПС Светлая; ПС Ключевая; ПП Зея; ПС Ледяная; ПС Ледяная/т; ПС Шимановск; ПС Шимановск/т; ПС Мухинская/т; ПС НПС 24; ПС Сиваки; ПС Сиваки/т; ПС НПС 23; ПС Чалганы/т; ПС НПС 26; ПС Свободный; ПС Белогорск; ПС Белогорск/т; ПС Короли/т; ПС Хвойная; ПС Завитая; ПС Варваровка; ПС Благовещенская [58].

Место проектирования в соответствии с географическим положением представлено на рисунке 3.

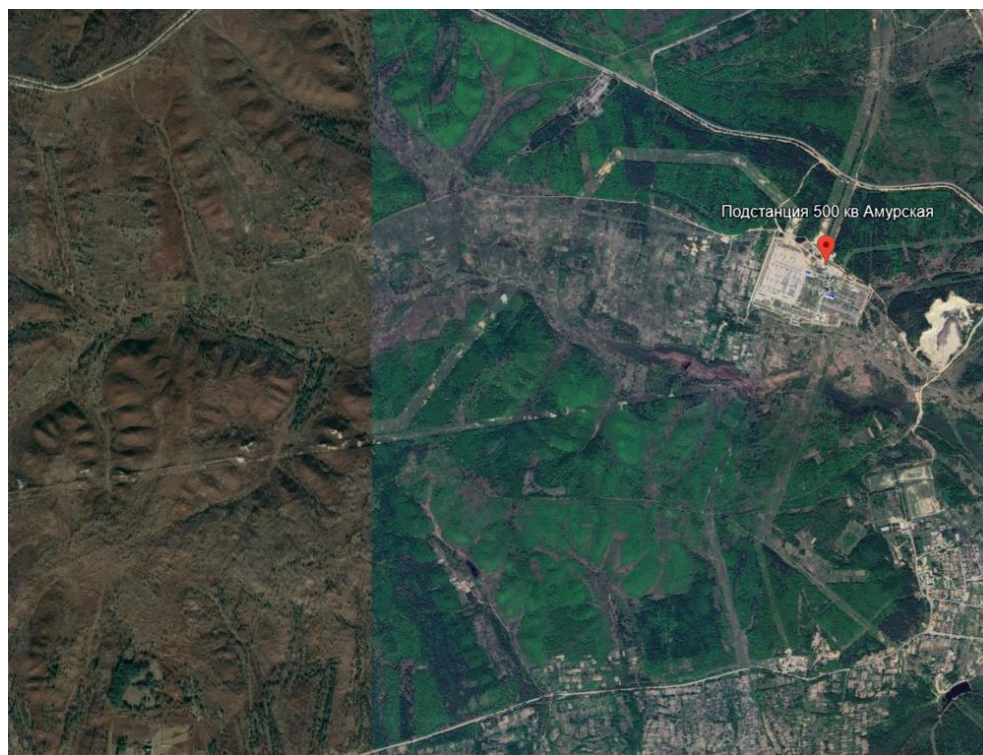


Рисунок 3 – Географическое положение места проектирования

## **1.2 Экономическая характеристика Амурской области**

Общая площадь Амурской области составляет около 363 тыс. кв. км.

Население региона на 2021 год составляет около 790 тыс. человек.

Валовой региональный продукт Амурской области в 2020 году составил 364,2 млрд рублей.

Основные отрасли экономики региона: добыча полезных ископаемых (уголь, золото, нефть, газ), лесозаготовка и деревообработка, сельское хозяйство, производство строительных материалов, энергетика [57].

В Амурской области находится крупнейший в России международный транспортный узел «Забайкальский железнодорожный узел».

Важным фактором экономического развития региона является его географическое положение, так как Амурская область расположена на границе с Китаем и является ключевым транзитным регионом между Россией и Азией.

Город Свободный расположен в Амурской области и является одним из крупнейших городов региона. Экономика города основана на различных отраслях, таких как добыча полезных ископаемых, лесопромышленность, производство строительных материалов, машиностроение и производство продуктов питания [57].

Одной из основных отраслей экономики города является добыча полезных ископаемых, включая уголь, золото, медь и другие металлы. Город также является крупным центром лесопромышленности, где осуществляется добыча древесины и производство древесных плит [57].

В городе также развиты производственные отрасли, такие как производство строительных материалов, машиностроение и производство продуктов питания. В частности, в городе расположены крупные заводы по производству цемента, железобетонных изделий, металлоконструкций и других строительных материалов.

В целом, экономика города Свободный динамично развивается, что обусловлено его удобным географическим положением и наличием ресурсов. Также на развитие экономики города оказывают влияние меры государственной поддержки, направленные на развитие региональных экономик.

Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) - это крупнейшее предприятие в России по переработке природного газа. Завод расположен в городе Свободный Амурской области и был запущен в 2019 году. Его годовая мощность составляет 42 миллиарда кубометров газа, что позволяет обеспечить

потребности не только России, но и других стран. На заводе производятся различные газопродукты, такие как сжиженный природный газ (СПГ), газовый конденсат, этилен, пропилен, бензол и другие. Амурский ГПЗ является одним из ключевых проектов в рамках развития газовой отрасли России и вносит значительный вклад в экономику региона и страны в целом [57].

### **1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области**

Характеристика территориальных и климатических особенностей Амурской области в Свободненском районе производится для определения места строительства и правильного выбора оборудования по климатическому исполнению.

Амурская область расположена в Дальневосточном федеральном округе России. Ее территория занимает 363,7 тыс. км<sup>2</sup>. Область граничит с Китаем на юге, Хабаровским краем на востоке, Якутией на севере и Забайкальским краем на западе [57].

Город Свободный находится в Амурской области, в 170 км к юго-западу от города Благовещенска. Площадь города составляет около 130 квадратных километров. Население города по данным на 2021 год составляет более 57 тысяч человек.

Климат в этом регионе холодный, сухой континентальный. Зимы длинные и холодные, средняя температура в январе составляет около -25°C. Лето короткое и теплое, средняя температура в июле около +20°C. Весна и осень прохладные, средняя температура в этих сезонах составляет около +10°C.

Территория города Свободный находится в предгорной зоне Хребта Забайкальского, на берегу реки Зеи. Город располагается на высоте около 250 метров над уровнем моря. В округе города расположены горные массивы, леса и реки. Это делает регион привлекательным для туризма и отдыха на природе.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1 [33].

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	- 7,8
Минимальная, °С	- 54
Максимальная, °С	+ 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	- 37
При гололедно-изморозевых отложениях, °С	- 10
При ветре	- 10

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование соответствующее умеренно холодному климату.

#### **1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района**

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи: характеристику источников питания, структурный анализ ЛЭП, структурный анализ ПС.

##### **1.4.1 Характеристика источников питания**

##### **Свободненская ТЭС**

Свободненская ТЭС обеспечивает дополнительные условия для развития промышленного потенциала самого восточного региона России. Электростанция снабжает паром Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), который



является крупнейшим в стране и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа.

Проектная установленная мощность энергообъекта – 160 МВт, две паровые турбины мощностью по 80 МВт каждая и три котлоагрегата паропроизводительностью 320 т/ч. В проекте также предусмотрена возможность расширения станции с увеличением мощности до 320 МВт.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ [58]:

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №1;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №2;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Новокиевка;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС -Зея.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000/220/110/10,5	4	11	45	28	305	65	625	0,5
ТЦ-125000/110/10,5	2	10,5			400	120	687,5	0,55

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВФ-80-2УЗ	2	80	10,5	3000	3000

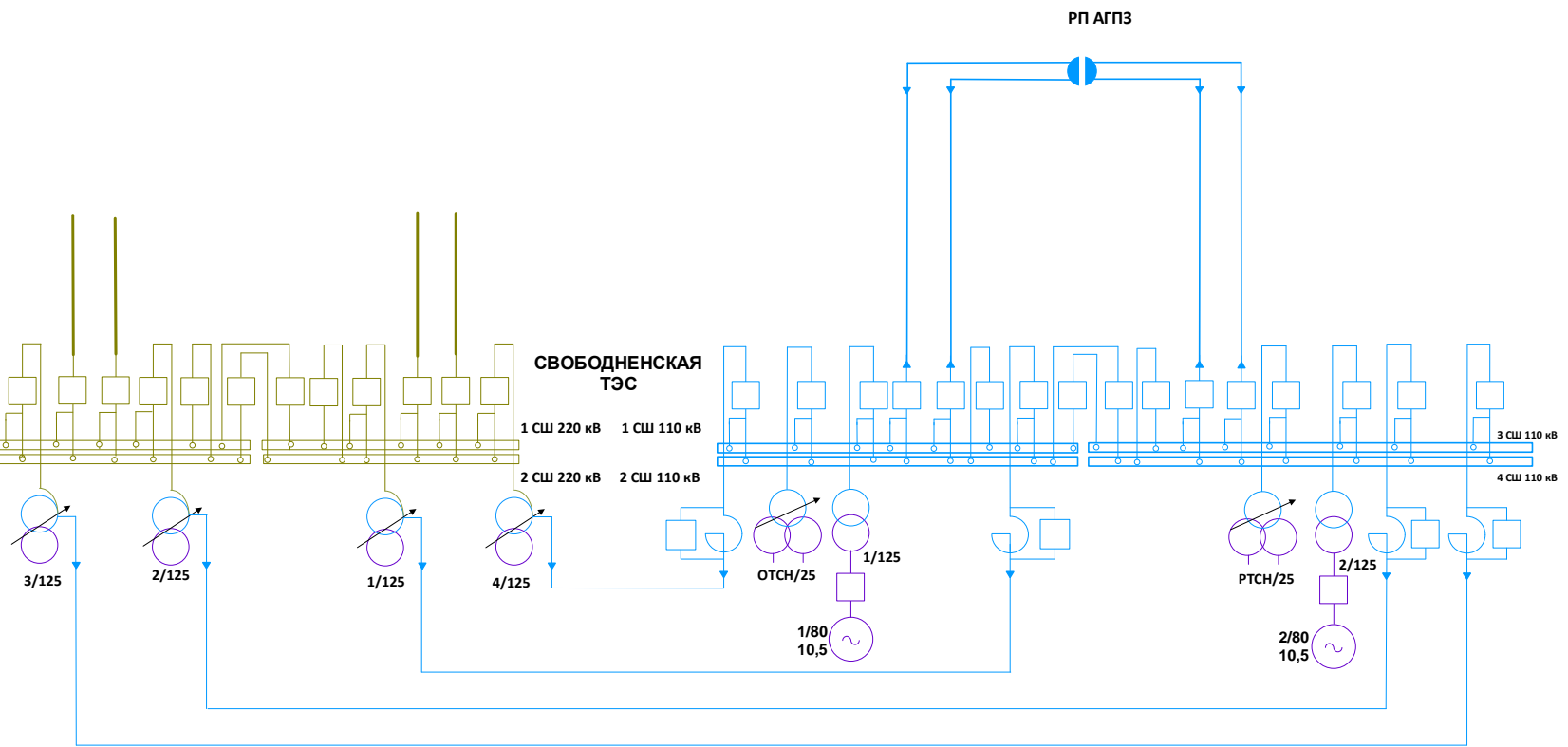


Рисунок 4 – Главная схема Свободненской ТЭС [58]

## **Бурейская ГЭС**

Бурейская ГЭС - представляет собой мощную высоконапорную гидроэлектростанцию приплотинного типа. Конструктивно гидроэнергетические объекты делятся на плотину, гидроэлектростанцию, открытое распределительное устройство (распределительное устройство) и здание распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ). В сооружении нет проходов для судов, поэтому речные суда не могут проходить через него.

В ОЭС Востока Бурейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Электрическая энергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ [58]:

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская 1 (278,6 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская 1 (429,9 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС - Хабаровская 2 (427,2 км);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС - Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).

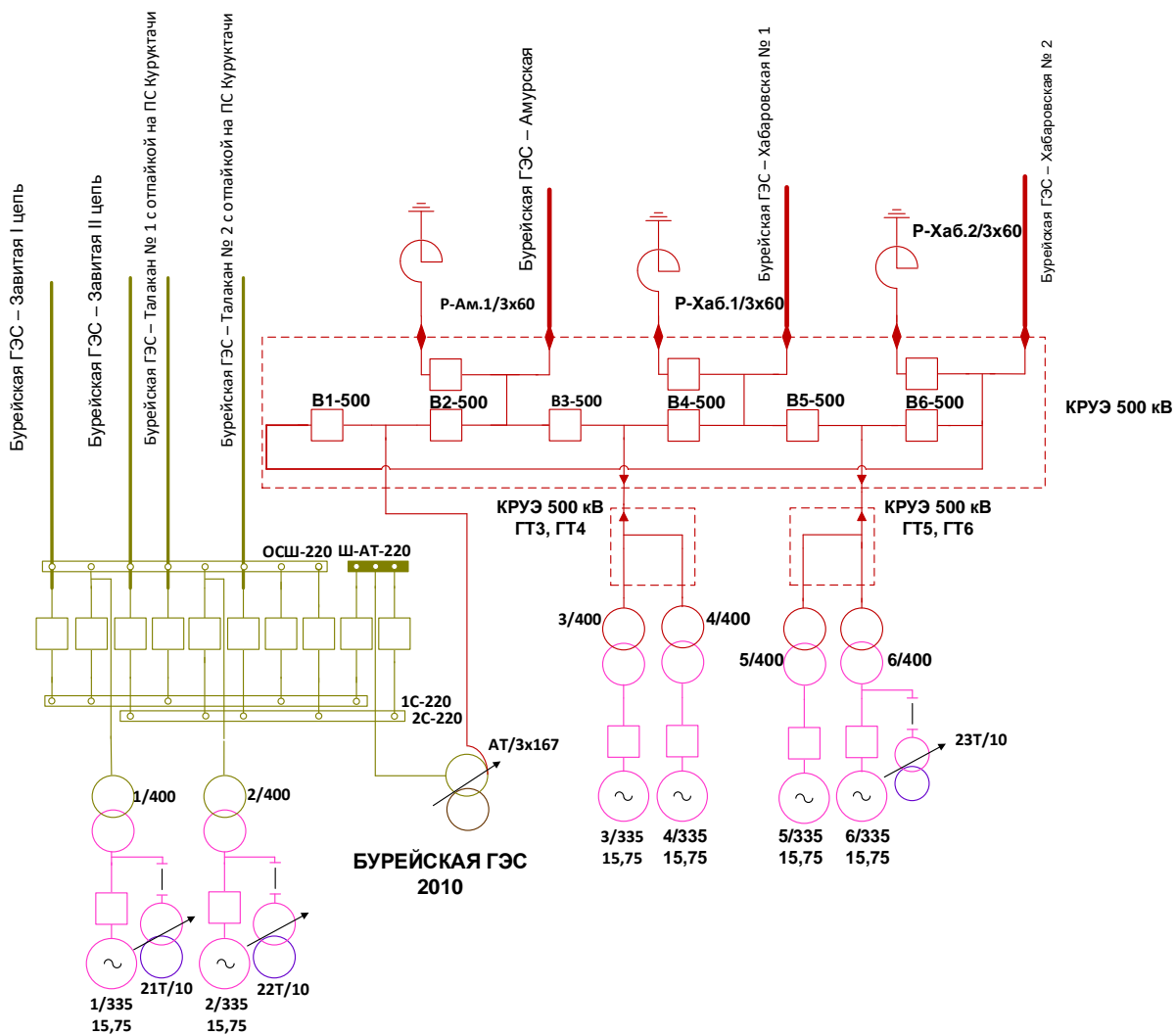


Рисунок 5 – Главная схема Бурейской ГЭС [58]

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{ном}$ , МВт	$U_{ном}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1313/265-48 УХЛ4	6	335	15,75	125	230

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , кВАр	$I_x$ , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4
ТЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

## Зейская ГЭС

Зейская ГЭС находится в городе Зeya Амурской области. Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ–500 и ОРУ–220 кВ. На ОРУ–500 кВ применена схема 17 – Полупортальная, с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ–220 кВ выполнено по схеме 12 – Одиночная рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН–167000/500/220–75–У1, имеющих резервную фазу [14].

Зейская ГЭС питает ПС 500 кВ «Амурская» по двум линиями 500 кВ Л–501 и Л–502. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС Призейская Л–208, ПС Светлая Л–200, Л–201, ПС Магдагачи Л–203. С ПС 220 кВ Энергия связь осуществляется отпайками от Л–200 и Л–201.

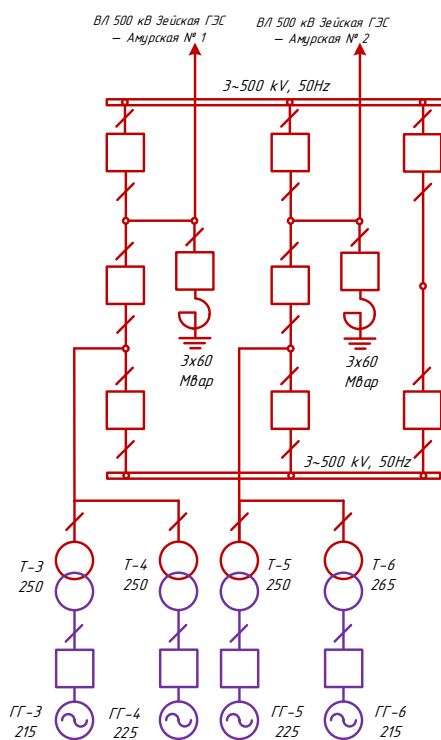


Рисунок 6 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС [58]

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

U<sub>НОМ</sub>: 220 кВ

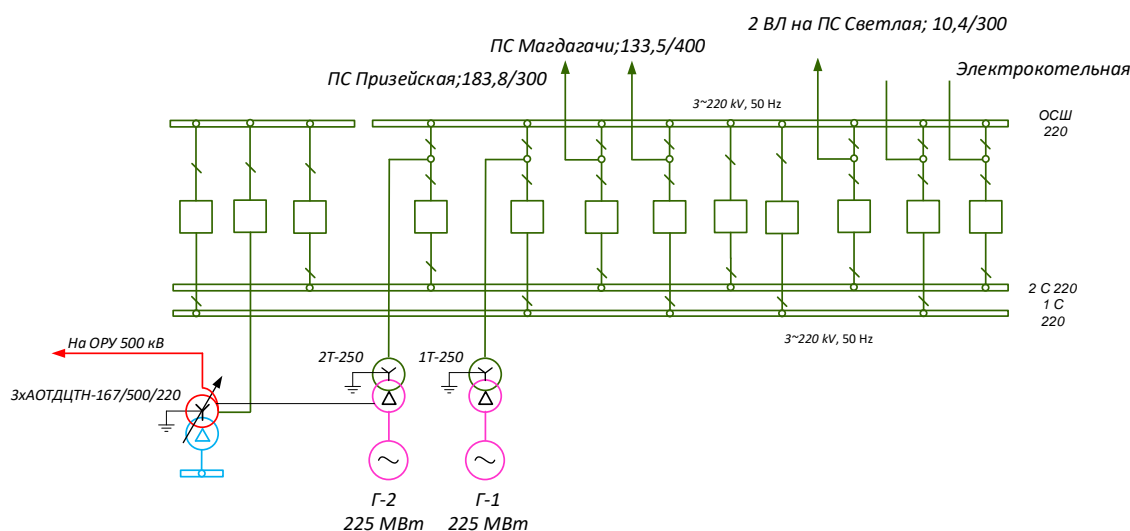


Рисунок 7 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС [58]

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 8 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75 (АВВ, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 9 – Генераторы

Марка	Кол-во	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

#### 1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 10 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети 220 кВ [58]

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3
Зейская ГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи	АС-300/39	10,4
Светлая – Ключевая	АС-300/39	110,2
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	АС-300/39	88,98
Амурская – НПС 26	АС-300/39	51,36
Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск и ПС Свободный	АС-300/39	72,71
Завитая - Варваровка	АС-300/39	79
Благовещенская - Варваровка	АС-300/39	108
Амурская – Благовещенская №1	АС-300/39	130
Амурская – Благовещенская №2	АС-400/51	130
Амурская – Благовещенская №2	АС-400/51	130
Свободненская ТЭС – Амурская №1	АС-240/32	55
Свободненская ТЭС – Амурская №2	АС-240/32	55

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Свободненская ТЭС – ПП Зея	АС–300/39	11
кВ ПП Зея – Ледяная	АС–300/39	7
ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная/т	АС–240/32	47,3
ВЛ 220 кВ Ледяная – Ледяная/т	АС–300/39	3
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск/т	АС–240/32	38,9
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск	АС–300/39	36,4
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т	АС–300/39	52,7
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т	АС–240/32	54,8
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС 24	АС–240/32	14,1
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Сиваки/т	АС–300/39	54,1
ВЛ 220 кВ НПС 24 – Сиваки/т	АС–240/32	4,3
ВЛ 220 кВ Сиваки – Сиваки/т	АС–300/39	4,5
ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС 23	АС–300/39	58,9
ВЛ 220 кВ Сиваки/т – Чалганы/т	АС–240/32	50,5
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС 23	АС–300/39	23,9
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС–240/32	24,1
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь и 2 цепь	АС-400/51	78,81
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная	АС–300/39	121,46
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная	АС–300/39	51,66

Таблица 11 – Характеристика сечений

U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС–400	208,81
	АС–300	1075,27
	АС–240	343,7

Таблица 12 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U <sub>ном</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
220	1627,78



### 1.4.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов схемы РУ определены в соответствии с [44, 58].

Таблица 13 – ПС по способу присоединения к сети 220 кВ

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Амурская	Узловая	Четырехугольник (7)
		Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Завитая	Узловая	Две рабочие системы шин (13)
ПС Хвойная	Отпаечная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Короли/т	Транзитная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС 26	Транзитная	Четырехугольник (7)
ПС Белогорск/т	Транзитная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Белогорск	Отпаечная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный	Отпаечная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Энергия	Отпаечная	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ПС Светлая	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПП Зея	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ледяная	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Сиваки	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Сиваки/т	Отпаечная	Два блока линия– трансформатор (4Н)

Продолжение таблицы 13

1	2	3
ПС Шимановск	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Шимановск/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	Отпаечная	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Чалганы/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Мухинская/т	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС НПС 24	Транзитная	Четырехугольник (7)
ПС НПС 23	Транзитная	Мостик (5АН)
Варваровка	Транзитная	Мостик (5АН)
Благовещенская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Таблица 14 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Амурская	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10; 2 x АТДЦТН-63000/220/110
ПС Завитая	2 x ТДТН-25000/220
ПС Хвойная	АТДЦТН-30000/220/110 АТДЦТН-32000/220/110
ПС Короли/т; ПС Шимановск/т; ПС Ледяная/т; ПС Чалганы/т; ПС Мухинская/т; ПС Сиваки/т; ПС Белогорск/т	2 x ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	2 x ТДН-25000/220
ПС Белогорск	2 x АТДЦТН-63000/220/110, 2 x ТДТН-40000/220
ПС Свободный	ТДТН-40000/220
ПС Энергия	2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Светлая	2 x АТДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/220/35/10
ПС Ключевая	3 x ТДТН-25000/220/35/10
ПП Зея	-
ПС Ледяная	2 x ТДТН– 40000/220/35
ПС Сиваки	2 x АТДЦТН– 63000/220/110
ПС Шимановск	2 x ТДТН– 25000/220/35/10

1	2
ПС НПС 23	2 x ТРДН– 25000/220/10
ПС НПС 24	2 x ТРДН– 25000/220/10

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сильные связи ПС 500 кВ Амурская имеет связь с Зейской ГЭС по 3 ЛЭП 220 кВ и по 2 ЛЭП на напряжение 500 кВ, с Бурейской ГЭС по 2 ЛЭП 220 кВ и 1 ЛЭП 500 кВ. Всего в рассматриваемом районе располагаются 3 электростанции с суммарной установленной мощностью 3420 МВт с разнообразной схемой выдачи мощности, 24 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-300. По схеме подключения ПС преобладают подстанции транзитного типа с схемой подключения мостик (5АН). Результаты данного раздела будут использованы как основа для расчета режимов существующей сети.

### **1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети**

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2017-2022 годы;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г [58];
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2022 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118. -2003 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии с [20], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение

в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС за 2022 г поскольку значения мощностей за этот год наибольшее. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в часы максимумов нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в часы минимума нагрузок.

Таблица 15 – Данные контрольных замеров

№	Название ПС	15.12.22, 18:00		19.06.22, 18:00	
		Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5	6
1	ПС Амурская	799,2	-166	808	-179
2	ПС Энергия	7,3	3,5	31,1	4,3
3	ПС Светлая	47,5	4,3	79,9	16,9
4	ПС Ключевая	147	17	168,8	14,2
5	ПП Зея	2	1	2,4	0,2
6	ПС Ледяная	10	6,3	19	2,7
7	ПС Ледяная/т	7,7	4,7	8,8	6,4
8	ПС Шимановск	8,3	1,6	4	1
9	ПС Шимановск/т	11,4	5,8	6,1	4,4
10	ПС Мухинская/т	21,7	17,2	17,7	12,7
11	ПС НПС 24	12,9	1	12,6	0,5
12	ПС Сиваки	1,4	3	1,9	0,1
13	ПС Сиваки/т	16,7	12,1	24,1	11
14	ПС НПС 23	6	1	7,8	0,1
15	ПС Чалганы/т	17,4	12,5	23,2	21,1

1	2	3	4	5	6
16	ПС НПС 26	6,2	0,4	6,4	0,1
17	ПС Свободный	9,5	0,1	15,8	5,1
18	ПС Белогорск	29,6	12,8	64,2	18,7
19	ПС Белогорск/т	25	19,1	10,4	12,4
20	ПС Короли/т	23,6	19,6	10	8,2
21	ПС Хвойная	26,6	7,2	24,9	2
22	ПС Завитая	32,1	12,9	19,4	5,1
23	ПС Варваровка	7,3	1,9	9,6	5,7
24	ПС Благовещенская	220,2	47,1	160	77,4

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [48].

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам [48]:

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

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

где  $T$  – период, ч;

$P_i, Q_i$  – активная и реактивная мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок, МВт.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по выражениям [48]:

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

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

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 [48].

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{ср}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (6)$$

где  $P_{\text{max}}$ ,  $Q_{\text{max}}$  – максимальная активная и реактивная мощность;

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента, равный 1,85.

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [20].

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления  $P_{\text{min}}$  аналогична вычислению максимальной мощности [48].

$$P_{\text{min}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = P_{\text{ср}} \cdot k_{\text{min}}, \quad (7)$$

$$Q_{\text{min}} = Q_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{min}}. \quad (8)$$

Таблица 16 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар
ПС Амурская	799,2	639,36	748,05	808	-166	-132,80	-155,38	-179
ПС Энергия	7,3	5,84	6,83	31,1	3,5	2,80	3,28	4,3
ПС Светлая	47,5	38,00	44,46	79,9	4,3	3,44	4,02	16,9
ПС Ключевая	147	117,60	137,59	168,8	17	13,60	15,91	14,2
ПП Зея	2	1,60	1,87	2,4	1	0,80	0,94	0,2
ПС Ледяная	10	8,00	9,36	19	6,3	5,04	5,90	2,7
ПС Ледяная/т	7,7	6,16	7,21	8,8	4,7	3,76	4,40	6,4
ПС Шимановск	8,3	6,64	7,77	4	1,6	1,28	1,50	1
ПС Шимановск/т	11,4	9,12	10,67	6,1	5,8	4,64	5,43	4,4
ПС Мухинская/т	21,7	17,36	20,31	17,7	17,2	13,76	16,10	12,7
ПС НПС 24	12,9	10,32	12,07	12,6	1	0,80	0,94	0,5
ПС Сиваки	1,4	1,12	1,31	1,9	3	2,40	2,81	0,1
ПС Сиваки/т	16,7	13,36	15,63	24,1	12,1	9,68	11,33	11
ПС НПС 23	6	4,80	5,62	7,8	1	0,80	0,94	0,1
ПС Чалганы/т	17,4	13,92	16,29	23,2	12,5	10,00	11,70	21,1
ПС НПС 26	6,2	4,96	5,80	6,4	0,4	0,32	0,37	0,1
ПС Свободный	9,5	7,60	8,89	15,8	0,1	0,08	0,09	5,1
ПС Белогорск	29,6	23,68	27,71	64,2	12,8	10,24	11,98	18,7
ПС Белогорск/т	25	20,00	23,40	10,4	19,1	15,28	17,88	12,4
ПС Короли/т	23,6	18,88	22,09	10	19,6	15,68	18,35	8,2
ПС Хвойная	26,6	21,28	24,90	24,9	7,2	5,76	6,74	2
ПС Завитая	32,1	25,68	30,05	19,4	12,9	10,32	12,07	5,1
ПС Варваровка	7,3	5,84	6,83	9,6	1,9	1,52	1,78	5,7
ПС Благовещенская	220,2	176,16	206,11	160	47,1	37,68	44,09	77,4

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (9)$$

где  $P^{баз}$  – базовая средняя мощность, МВт;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2022-2027 гг. [56];

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

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 16.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Энергия.

$$P_{Энергия}^{прог} = 7,3 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 8,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{Энергия}^{прог} = 3,5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 4 \text{ МВар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 17 – Прогнозируемые мощности для ПС

№	Название ПС	Зима 2027г.		Лето 2027г.	
		Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	4	5	6
1	ПС Амурская	931,8672	-193,556	942,128	-208,714
2	ПС Энергия	8,5118	4,081	36,2626	5,0138
3	ПС Светлая	55,385	5,0138	93,1634	19,7054
4	ПС Ключевая	171,402	19,822	196,8208	16,5572
5	ПП Зея	2,332	1,166	2,7984	0,2332
6	ПС Ледяная	11,66	7,3458	22,154	3,1482
7	ПС Ледяная/т	8,9782	5,4802	10,2608	7,4624
8	ПС Шимановск	9,6778	1,8656	4,664	1,166



Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
9	ПС Шимановск/т	13,2924	6,7628	7,1126	5,1304
10	ПС Мухинская/т	25,3022	20,0552	20,6382	14,8082
11	ПС НПС 24	15,0414	1,166	14,6916	0,583
12	ПС Сиваки	1,6324	3,498	2,2154	0,1166
13	ПС Сиваки/т	19,4722	14,1086	28,1006	12,826
14	ПС НПС 23	6,996	1,166	9,0948	0,1166
15	ПС Чалганы/т	20,2884	14,575	27,0512	24,6026
16	ПС НПС 26	7,2292	0,4664	7,4624	0,1166
17	ПС Свободный	11,077	0,1166	18,4228	5,9466
18	ПС Белогорск	34,5136	14,9248	74,8572	21,8042
19	ПС Белогорск/т	29,15	22,2706	12,1264	14,4584
20	ПС Короли/т	27,5176	22,8536	11,66	9,5612
21	ПС Хвойная	31,0156	8,3952	29,0334	2,332
22	ПС Завитая	37,4286	15,0414	22,6204	5,9466
23	ПС Варваровка	8,5118	2,2154	11,1936	6,6462
24	ПС Благовещенская	256,7532	54,9186	186,56	90,2484

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПК RastrWin 3 приведен в приложении Б.

В таблице 18 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети:

$U_{ном}$  - Номинальное напряжение, кВ;

$U$  - Фактическое напряжение, кВ;

$U_{кз}$  - Напряжения по данным КЗ, кВ;

$\Delta U$  - Отклонение напряжения, %;

$\Delta U_{кз}$ , % - Отклонение напряжения от данных КЗ, %.

Таблица 18 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U$ , кВ	$U_{кз}$ , кВ	$\Delta U$ , %	$\Delta U_{кз}$ , %
1	2	3	4	5	6
ЗГЭС 220	220,0	242,0	243	10,0	0,41
БГЭС 500	500,0	515,0	509	3,0	-1,18
БГЭС Н1	500,0	515,1	510	3,0	-1,00
БГЭС 220	220,0	226,6	236	3,0	3,98
БГЭС 35	35,0	36,1	35	3,0	-3,14
Амурская 500	500,0	510,0	509	2,0	-0,20
Амурская Н1	500,0	514,3	509	2,9	-1,04
Амурская Н2	500,0	514,3	509	2,9	-1,04
Амурская 220	220,0	226,3	235	2,8	3,70
Амурская 10	10,5	10,8	10,5	2,9	-2,86
Завитая	220,0	225,2	232	2,4	2,93

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
Варваровка	220,0	222,2	228	1,0	2,54
Благовещенская	220,0	217,1	231	-1,3	6,02
Хвойная	220,0	225,3	228	2,4	1,18
Короли/т	220,0	224,9	225	2,2	0,04
Белогорск/т	220,0	227,3	226	3,3	-0,58
Белогорск	220,0	225,8	228	2,7	0,96
НПС-26	220,0	225,8	228	2,7	0,96
Свободный	220,0	226,1	228	2,8	0,83
Энергия	220,0	241,8	240	9,9	-0,75
Светлая	220,0	241,4	242	9,7	0,25
Ключевая	220,0	234,4	235	6,5	0,26
НПС-23	220,0	234,3	236	6,5	0,72
Чалганы/т	220,0	234,2	236	6,5	0,76
Сиваки	220,0	233,7	235	6,2	0,55
Сиваки/т	220,0	232,7	235	5,8	0,98
НПС-24	220,0	232,5	234	5,7	0,64
Мухинская/т	220,0	232,4	233	5,7	0,26
Шимановск	220,0	229,2	232	4,2	1,21
Шимановск/т	220,0	229,2	230	4,2	0,35
Ледяная	220,0	230,0	232	4,6	0,86
Ледяная/т	220,0	226,7	230	3,1	1,43
Зея	220,0	231,0	232	5,0	0,43
Оп.1	220,0	225,2	-	2,4	-
Оп.2	220,0	225,7	-	2,6	-
Оп.3	220,0	225,8	-	2,7	-
Оп.4	220,0	225,8	-	2,7	-
Оп.5	220,0	226,1	-	2,8	-
Оп.6	220,0	241,8	-	9,9	-
Оп.7	220,0	241,8	-	9,9	-
СВТЭС	220,0	232,0	235	5,4	1,28

В таблице 19 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме:

$I_{\text{нач}}$  – Ток в начале ЛЭП, А;

$I_{\text{кон}}$  – Ток в конце ЛЭП, А;

$I_{\text{ддтн}}$  – Длительно допустимый ток, при температуре +20°C, А;

$I/I_{\text{доп}}$  - Загрузка, %.

Таблица 19 – Токовая загрузка оборудования

Название	$I_{\text{нач}}$ , А	$I_{\text{кон}}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4	5
Светлая - Ключевая	553,30	551,88	1000	55,33
Амурская 220 - Ледяная/т	342,10	341,33	630	54,30
ЗГЭС 220 - Оп.7	351,61	351,67	1000	35,17
ЗГЭС 220 - Оп.6	351,61	351,67	1000	35,17
Оп.7 - Светлая	341,91	342,00	1000	34,20
Оп.6 - Светлая	341,91	342,00	1000	34,20
Завитая - Варваровка	191,03	192,14	630	30,50
Амурская 220 - Благовещенская	256,34	265,37	1000	26,54
Амурская 220 - СВТЭС	205,46	194,20	800	25,68
Амурская 220 - СВТЭС	205,46	194,20	800	25,68
Амурская 220 - Благовещенская	248,88	255,60	1000	25,56
Оп.5 - Амурская 220	157,78	157,70	630	25,05
БГЭС 220 - Завитая	229,14	227,43	960	23,87
БГЭС 220 - Завитая	229,14	227,43	960	23,87
Ледяная - Ледяная/т	139,48	148,48	630	23,57
Ледяная/т - Шимановск	148,33	137,06	630	23,54
СВТЭС - Зея	175,34	177,43	800	22,18
Зея - Ледяная	171,28	173,36	800	21,67
Мухинская/т - Сиваки/т	134,19	133,23	630	21,30
Ледяная/т - Шимановск/т	134,19	120,72	630	21,30
Оп.4 - Оп.5	130,47	130,09	630	20,71
Шимановск - Мухинская/т	129,49	112,52	630	20,55
Шимановск/т - Мухинская/т	120,80	102,75	630	19,17
Оп.1 - Хвойная	113,05	111,75	630	17,94

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
Благовещенская - Варваровка	174,70	169,69	1000	17,47
Оп.4 - Белогорск	107,62	107,64	630	17,09
Ключевая - Чалганы/т	89,83	89,84	630	14,26
Завитая - Оп.1	88,41	85,27	630	14,03
Завитая - Оп.1	88,41	85,27	630	14,03
Белогорск/т - Оп.4	56,08	71,09	630	11,28
Сиваки/т - Чалганы/т	69,92	56,31	630	11,10
Оп.1 - Короли/т	61,86	62,59	630	9,94
Оп.2 - Хвойная	56,95	60,70	630	9,64
Оп.2 - Белогорск/т	56,95	37,56	630	9,04
Короли/т - Оп.3	46,59	42,94	630	7,39
Сиваки/т - Сиваки	44,16	28,78	630	7,01
НПС-23 - Ключевая	43,02	42,36	630	6,83
Сиваки - НПС-23	37,64	25,72	630	5,98
Амурская 220 - НПС-26	34,45	35,75	630	5,67
Оп.3 - Белогорск	32,22	32,19	630	5,11
Мухинская/т - НПС-24	30,57	28,66	630	4,85
Оп.5 - Свободный	28,20	28,06	630	4,48

Рисунок 8 – Схема нормального режима

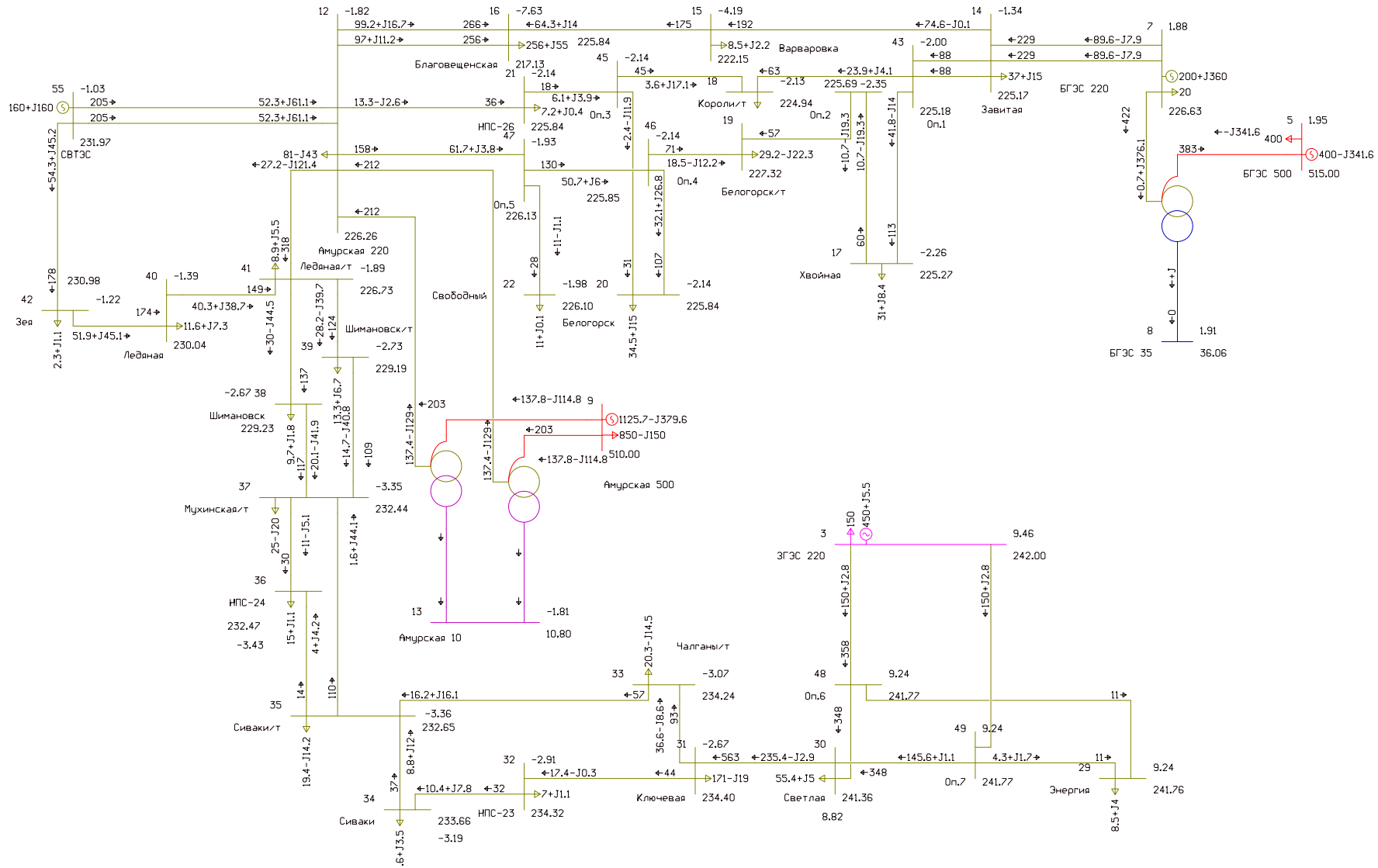


Таблица 20 – Сопоставление данных расчета режима и КЗ

Название	Ток по расчету режима, А	Ток по данным КЗ, А	Разница показаний, %	Нагрузочная плотность тока, А	Токовый интервал
Светлая - Ключевая	553,30	512	-8,1	395,21	271÷330
Амурская 220 - Ледяная/т	342,10	344	0,6	244,36	До 270
Завитая - Варваровка	191,03	198	3,5	136,45	271÷330
Амурская 220 - Благовещенская	256,34	243	-5,5	183,10	271÷330
Амурская 220 - СВТЭС	205,46	209	1,7	146,76	До 270
Амурская 220 - СВТЭС	205,46	209	1,7	146,76	До 270
Амурская 220 - Благовещенская	248,88	252	1,2	177,77	331÷415
БГЭС 220 - Завитая	229,14	215	-6,6	163,67	331÷415
БГЭС 220 - Завитая	229,14	228	-0,5	163,67	331÷415
Ледяная - Ледяная/т	139,48	131	-6,5	99,63	271÷330
Ледяная/т - Шимановск	148,33	142	-4,5	105,95	271÷330
СВТЭС - Зея	175,34	170	-3,1	125,24	271÷330
Зея - Ледяная	171,28	175	2,1	122,34	271÷330
Мухинская/т - Сиваки/т	134,19	141	4,8	95,85	271÷330
Ледяная/т - Шимановск/т	134,19	145	7,5	95,85	271÷330
Шимановск - Мухинская/т	129,49	125	-3,6	92,49	271÷330
Шимановск/т - Мухинская/т	120,80	114	-6,0	86,29	До 270
Благовещенская - Варваровка	174,70	170	-2,8	124,79	271÷330
Ключевая - Чалганы/т	89,83	86	-4,5	64,16	До 270
Сиваки/т - Чалганы/т	69,92	75	6,8	49,94	271÷330
Сиваки/т - Сиваки	44,16	45	1,9	31,54	271÷330
НПС-23 - Ключевая	43,02	44	2,2	30,73	271÷330
Сиваки - НПС-23	37,64	39	3,5	26,89	271÷330
Амурская 220 - НПС-26	34,45	35	1,6	24,61	271÷330
Мухинская/т - НПС-24	30,57	28	-9,2	21,84	271÷330

Анализируя таблицу можно сделать вывод, что большая часть линий не попала в свои токовые интервалы, так как имеет завышенное сечение, в следствие чего они являются недогруженными.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать: для сети

региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок [20].

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена самая загруженная ЛЭП, ВЛ Амурская – Ледяная/т при ремонте ВЛ Свободненская ТЭС – Амурская №1 (еще одна ВЛ на данном транзите);

При отключении ВЛ Амурская – Ледяная/т и ремонте ВЛ Свободненская ТЭС – Амурская №1 мы можем наблюдать, что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогруженными. Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 21:

$I_{нач}$  – Ток в начале ЛЭП, А;

$I_{кон}$  – Ток в конце ЛЭП, А;

$I_{ддтн}$  – Длительно допустимый ток, при температуре +20°C, А;

$I/I_{доп}$  - Загрузка, %.

Таблица 21 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	$I_{нач}$ , А	$I_{кон}$ , А	$I_{ддтн}$ , А	$I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
Амурская 220 - СВТЭС	489,0	475,0	800,0	61,1
Светлая - Ключевая	600,8	588,2	1000,0	60,1
ЗГЭС 220 - Оп.7	376,6	376,4	1000,0	37,7
ЗГЭС 220 - Оп.6	376,6	376,4	1000,0	37,7
Оп.7 - Светлая	366,7	366,3	1000,0	36,7
Оп.6 - Светлая	366,7	366,3	1000,0	36,7
Завитая - Варваровка	192,3	194,1	630,0	30,8
Ледяная - Ледяная/т	178,0	173,2	630,0	28,2
Амурская 220 - Благовещенская	258,2	266,9	1000,0	26,7
Амурская 220 - Благовещенская	250,7	257,1	1000,0	25,7
СВТЭС - Зея	205,1	204,3	800,0	25,6
Оп.5 - Амурская 220	158,9	158,9	630,0	25,2
Зея - Ледяная	199,6	198,8	800,0	25,0
БГЭС 220 - Завитая	228,7	228,4	960,0	23,8
БГЭС 220 - Завитая	228,7	228,4	960,0	23,8
Ключевая - Чалганы/т	145,9	138,9	630,0	23,2



Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
Оп.4 - Оп.5	130,7	130,6	630,0	20,7
Оп.1 - Хвойная	112,5	111,3	630,0	17,9
Благовещенская - Варваровка	177,2	171,4	1000,0	17,7
Оп.4 - Белогорск	102,3	102,3	630,0	16,2
Завитая - Оп.1	86,4	84,6	630,0	13,7
Завитая - Оп.1	86,4	84,6	630,0	13,7
Сиваки/т - Чалганы/т	67,3	83,4	630,0	13,2
Ледяная/т - Шимановск	81,4	75,8	630,0	12,9
Ледяная/т - Шимановск/т	77,3	71,6	630,0	12,3
НПС-23 - Ключевая	66,2	74,5	630,0	11,8
Белогорск/т - Оп.4	58,4	73,9	630,0	11,7
Оп.1 - Короли/т	65,3	66,9	630,0	10,6
Сиваки - НПС-23	39,5	59,1	630,0	9,4
Оп.2 - Хвойная	54,1	57,8	630,0	9,2
Шимановск - Мухинская/т	56,4	49,3	630,0	9,0
Оп.2 - Белогорск/т	54,1	35,5	630,0	8,6
Шимановск/т - Мухинская/т	50,1	39,8	630,0	7,9
Сиваки/т - Сиваки	28,6	44,2	630,0	7,0
Амурская 220 - НПС-26	35,4	35,1	630,0	5,6
Короли/т - Оп.3	33,8	30,2	630,0	5,4
Мухинская/т - Сиваки/т	30,8	31,8	630,0	5,1
Оп.5 - Свободный	28,4	28,3	630,0	4,5
Мухинская/т - НПС-24	27,1	26,4	630,0	4,3
Оп.3 - Белогорск	22,5	22,5	630,0	3,6
Оп.3 - НПС-26	17,1	17,1	630,0	2,7
НПС-24 - Сиваки/т	10,2	14,3	630,0	2,3
Оп.7 - Энергия	11,3	11,6	690,0	1,7
Оп.6 - Энергия	11,3	11,6	690,0	1,7
Амурская 220 - Ледяная/т	0,0	0,0	630,0	0,0
Амурская 220 - СВТЭС	0,0	0,0	800,0	0,0

В таблице 22 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети:

$U_{ном}$  - Номинальное напряжение, кВ;

$U$  - Фактическое напряжение, кВ;

$\Delta U$  - Отклонение напряжения.

Таблица 22 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	$\Delta U$ , кВ
1	2	3	4
ЗГЭС 500	500,0	0,0	0,0
ЗГЭС Н1	500,0	0,0	0,0
ЗГЭС 220	220,0	233,0	5,9
ЗГЭС 35	35,0	0,0	0,0
БГЭС 500	500,0	515,0	3,0
БГЭС Н1	500,0	514,3	2,9
БГЭС 220	220,0	226,3	2,9
БГЭС 35	35,0	36,0	2,9
Амурская 500	500,0	510,0	2,0
Амурская Н1	500,0	510,8	2,2
Амурская Н2	500,0	510,8	2,2
Амурская 220	220,0	224,7	2,1
Амурская 10	10,5	10,7	2,2
Завитая	220,0	224,3	2,0
Варваровка	220,0	221,0	0,5
Благовещенская	220,0	215,6	-2,0
Хвойная	220,0	224,1	1,9
Короли/т	220,0	223,7	1,7
Белогорск/т	220,0	226,0	2,7
Белогорск	220,0	224,4	2,0
НПС-26	220,0	224,4	2,0
Свободный	220,0	224,6	2,1
Энергия	220,0	232,9	5,9
Светлая	220,0	232,9	5,8
Ключевая	220,0	237,8	8,1
НПС-23	220,0	238,8	8,6
Чалганы/т	220,0	239,4	8,8
Сиваки	220,0	240,6	9,3
Сиваки/т	220,0	241,5	9,8
НПС-24	220,0	241,5	9,8

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Мухинская/т	220,0	241,6	9,8
Шимановск	220,0	241,3	9,7
Шимановск/т	220,0	241,1	9,6
Ледяная	220,0	240,3	9,2
Ледяная/т	220,0	240,9	9,5
Зея	220,0	240,3	9,2
Оп.1	220,0	224,1	1,9
Оп.2	220,0	224,5	2,1
Оп.3	220,0	224,4	2,0
Оп.4	220,0	224,4	2,0
Оп.5	220,0	224,6	2,1
Оп.6	220,0	232,9	5,9
Оп.7	220,0	232,9	5,9
СВТЭС	220,0	240,2	9,2

Данные по потерям сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	23,67
Отключена ВЛ Амурская – Ледяная/т	24,69

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети являются минимальными.

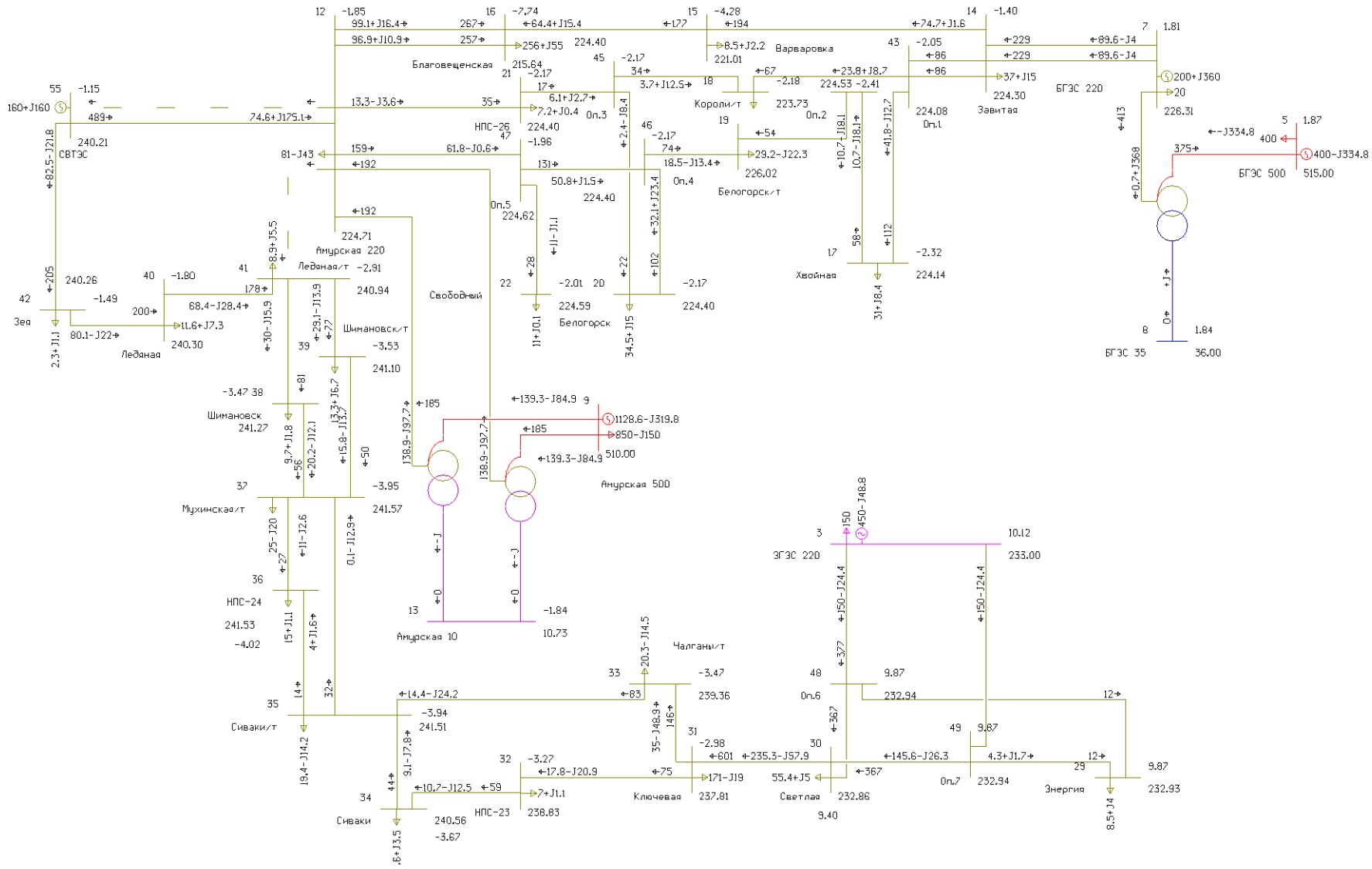


Рисунок 9 – Схема послеварийного режима

При расчете нормального и послеаварийного режима отклонение параметров режима не наблюдается, также доказана актуальность составленной модели так как отклонение параметров режима от данных контрольного замера не превышают 10 %.

### **1.6 Выводы**

В выбранном эквиваленте 3 объекта генерации, одна ПС с классом напряжения 500 кВ и 23 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ. Амурская область является очень перспективной для развития электроэнергетической отрасли так как в настоящее время и в будущем ожидается подключение большого количества новых потребителей. По климатическому исполнению для выбранного района необходимо применение оборудования УХЛ. Согласно анализа схемной ситуации можно сделать вывод о том, что в выбранном эквиваленте большая протяженность линий напряжением 220 кВ и согласно расчету режима, мы наблюдаем малую их загрузку, что ведет за собой большую зарядную мощность, генерируемую в ВЛ. Большая зарядная мощность, генерируемая в ВЛ наблюдается по ВЛ 220 кВ Светлая-Ключевая 29 МВар, это приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. После расчета существующего и послеаварийного режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается все значения находятся в допустимых пределах. По нагрузкам ЛЭП можно сделать вывод, что в существующей схеме есть возможности для подключения новой нагрузки к существующим сетям в размере 1600 А.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В магистерской диссертации поставлена цель подключение нового крупного потребителя электроэнергии в Амурской области ПС ВДС. Для того чтобы подключение удовлетворяло всем современным требованиям, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подключения и эксплуатации подстанции.

### 2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Технологии, применяемые при проектировании ЛЭП и подстанций рассмотрены ниже.

#### 2.1.1 Композитные провода марки АССС

Стандартные стальные сердечники могут перегреться в условиях пиковых электрических нагрузок, что приводит к растяжению провода и провисанию ниже допустимой нормы. В противоположность этому, провод с сердечником из композитов обладает более низким коэффициентом термического расширения и поэтому они менее подвержены тепловому расширению, чем проводники с стальными сердечниками. Заменяя провод со стальным сердечником на провод с композитными материалами можно увеличить пропускную способность линий. Производители провода говорят, что можно удвоить величину тока в линии без риска провисания и разрушения провода [1].

Свойства композитных материалов – высокое отношение прочности к весу и малая величина провисания, что приводит к увеличению пролетов между опорами, уменьшая количество опор в линии на 16 %.

Алюминиевый Проводниковый Провод с Композитным Сердечником (Aluminum Conductor Composite Core (ACCC) cable) от компании Composite Technology Corp.'s (СТС, Irvine, Calif) построен вокруг углеволоконного и стекловолоконного эпоксидного ядра. Во время процесса пултрузии (процесс получения стеклопластиковых профилей путем вытягивания через нагретую до 130 – 150 градусов формообразующую фильеру стекловолокнистых материалов, пропитанных полиэфирной смолой или другой термореактивной смолой) формирует цельный сердечник цилиндрической формы, в то время как слой волокон из Е – стекла укладывается вокруг наружной оболочки. Связанные волокна пропитываются высокотемпературной связующей эпоксидной смолой. Слой стеклопластика служит двум целям [2]:

- он отделяет углеволокно от проводящего алюминиевого покрытия для предотвращения гальванической коррозии;
- он «уравновешивает» более хрупкое углеволокно и улучшает гибкость и прочность сердечника.

В настоящее время в РФ и за рубежом выпускается более 20 типов ПНП. Для сопоставительного анализа с проводами марки АС выбраны провода нового поколения марок ACCC, AAAC-Z, ACBT.

Провод марки AAAC-Z – это неизолированный компактный провод из профилированных в форме Z-образных алюминиевых проволок. Сердечник отсутствует. Верхние повивы – проволоки Z-образного сечения из алюминий-магниевого сплава [33]. Он выбран в связи с тем, что за счет плотной компоновки провода, его применение приводит к снижению механического напряжения на провод и снижению вероятности выхода ВЛ из строя. Увеличенная механическая прочность провода позволяет оставаться в работе при повреждении внешних проволок. Меньший диаметр и конструкция наружного покрова провода снижает возможность обрыва из-за обледенения.

Провод марки ACBT – это неизолированный провод сталеалюминиевый высокотемпературный пластически обжаты, одинарной свивки с линейным касанием проволок [35]. У данного провода имеется 3 основные конструкции,

отличие которых заключается в различном сечении стальной части проводника. Он выбран, т.к. обладает повышенной механической прочностью и компактностью конструкции, что позволяет увеличить расстояние между опорами. Конструкция провода влияет на снижение роста гололедообразования, а также они обладают высокой стойкостью к сочетанию нагрузок растяжение – изгиб.

Провод марки АССС – это неизолированный компактный провод из профилированных алюминиевых проволок с композитным, углеродосодержащим сердечником. Сердечник – композитный материал из углеродного волокна (карбоновые нити). Верхние повивы – проволоки трапецевидного сечения из отожженного алюминия [1]. Данный провод выбран потому, что конструкция наружного слоя провода позволяет снизить нагрузку на опоры и исключить гололедообразования на ВЛ. Высокая прочность провода позволяет увеличить длины пролетов линии, что приводит к снижению затрат на установку опор. Применение данного провода благоприятно влияет на улучшение экологической обстановки в связи с сокращением потерь электроэнергии и сопутствующих выделений  $\text{CO}_2$  в атмосферу.

При испытании провод подвергали высоким напряжениям – сердечник размером 9,5 мм был испытан нагрузкой 18 567 кг при температуре окружающей среды. В результате кабельная система АССС может непрерывно работать при  $180\text{ }^{\circ}\text{C}$  и может выдерживать кратковременные скачки до  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , с провисанием всего лишь 10% от величины провисания кабеля со стальным сердечником. В отличие от обычных проводников со стальным сердечником, которые имеют относительно высокий коэффициент термического расширения, сердечник проводника АССС стабилен по размерам с коэффициентом термического расширения  $1.6 \times 10^{-6}\text{ }^{\circ}\text{C}$  (у стали коэффициент термического расширения  $11.5 \times 10^{-6}\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Хотя стоимость продукта АССС за км приблизительно в 3 раза выше по сравнению с традиционными проводами, экономический эффект от их применения обеспечивает высокую окупаемость. В протяженной, многоцепной



линии, провода с композитными сердечниками передают в два раза больше мощности по сравнению с проводом со стальным сердечником такого же веса и напряжения.

Также можно произвести оценку целесообразности применения проводников нового поколения (ПНП) путем сравнения их с традиционными проводами марки АС по механической прочности. Критериями сопоставительного анализа проводов приняты физико-механические характеристики проводов, критические пролеты и стрелы провеса [31].

Характеристика физико-механических характеристик ПНП и проводов марки АС.

Физико-механические характеристики проводов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Физико-механические характеристики проводов [31]

Марка провода	Расчетное сечение $F_p$ , мм <sup>2</sup>	Диаметр провода $d$ , мм	Вес $G_0$ , кг/м	Модуль упругости $E$ , Н/мм <sup>2</sup>	Допустимое напряжение при среднегодовой температуре $\sigma_s$ , Н/мм <sup>2</sup>
АС-240/32	244 [61, с. 249]	21,6 [61, с. 249]	0,921 [61, с. 249]	$82,5 \cdot 10^3$ [61, с. 780]	81 [61, с. 780]
АССС-240/28	268 [34, с. 7]	19 [34, с. 7]	0,7 [34, с. 7]	$64 \cdot 10^3$ [34, с. 9]	83,8 [34, с. 8]
АААС-Z242-2Z	246,02 [33, с. 5]	18,9 [33, с. 5]	0,654 [33, с. 5]	$56,8 \cdot 10^3$ [33, с. 6]	87,48 [33, с. 6]
АСВТ 18,5-190/55	245,4 [35, с. 57]	18,5 [35, с. 57]	0,97 [35, с. 57]	$91 \cdot 10^3$ [35, с. 57]	140 [35, с. 57]

Как видно из таблицы 24, ПНП имеют меньший диаметр и большее расчетное сечение в сравнении с проводом марки АС, что указывает на высокую пропускную способность провода. У ПНП АССС и АААС-Z вес ниже, чем у провода марки АС, что влияет на модуль упругости провода, используемый для расчета критических пролетов ВЛ. Допустимое напряжение в проводе также влияет на критический пролет, у ПНП АСВТ оно самое большое.

Механический расчет проводов [31].

Для сравнительного анализа ПНП и проводов марки АС применяется методика механического расчета воздушных линий в части определения

величины тяжения, стрел провеса провода в пролетах, критических пролетов, определение которых приведено в [19, с. 46] при различных климатических условиях и расчета критических пролетов. В ходе выполнения расчета определяются удельные нагрузки на провода в зависимости от веса провода и гололедных образований, а также от давления ветра, критические пролеты между опорами, напряжение и стрелы провеса провода при различных климатических условиях, что дает возможность сравнить различные конструкции проводов между собой. Расчет проводился в соответствии с общепринятой методикой, приведенной в [19].

В качестве примера показан расчет провода марки АССС в климатической зоне Хабаровского края, для остальных проводов расчет аналогичен. Исходные данные для механического расчета приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные

Номинальное напряжение, кВ	220 кВ
Марка и сечение провода	АССС 240/28
Тип промежуточной опоры	П220-2
Максимальная температура воздуха $t_{\max}$ , °С	32
Минимальная температура воздуха $t_{\min}$ , °С	-40
Среднегодовая температура воздуха $t_s$ , °С	2,4
Температура гололедообразования $t_{\text{гол}}$ , °С	-5
Нормативная толщина стенки гололеда (2 район) $b$ , мм	10 [6, с. 778]
Скоростной напор ветра (3 район) $q$ , Па	650

Выбор расчетных климатических условий производится по картам климатического районирования [40, с. 79 – 87].

Порядок механического расчета состоит из следующих этапов:

1. *Выбор длин пролетов по типу опоры.* Для выбранной опоры из [62, с. 792] определены длина габаритного пролета,  $l_{\text{габ}} - 470$  м; длина весового пролета,  $l_{\text{вес}} - 550$  м; длина ветрового пролета,  $l_{\text{ветр}} - 470$  м.

2. *Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ.* Скоростной напор ветра определяется по высоте расположения приведенного центра тяжести всех проводов. Для выбранной опоры из [62, с. 784, 803] определены показатели: высота крепления нижнего провода к изоляторам и троса к опоре,  $h_n - 22,5$  м; высота крепления верхнего провода к изоляторам,  $h_g - 35,5$  м; высота крепления троса к опоре,  $h_{mp} - 41$  м; длина гирлянды изоляторов,  $\lambda - 2,58$  м.

Высота крепления провода на опоре:

$$h_1 = h_n - \lambda, \quad (10)$$

$$h_1 = 22,5 - 2,58 = 19,92 \text{ м.}$$

Стрела провеса провода:

$$f_{\max} = h_1 - h_{заб} - \Delta h_{заб}, \quad (11)$$

$$f_{\max} = 19,92 - 7 - 0,5 = 12,42 \text{ м.}$$

где  $h_{заб}$  – расстояние до земли в ненаселенной местности, м [62, с. 804];

$\Delta h_{заб}$  – поправка на неточность подвеса провода, м.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов определяется по формуле для нижнего провода:

$$h_{np.n} = h_n - \frac{2}{3} \cdot f_{\max}, \quad (12)$$

$$h_{np.n} = 22,5 - \frac{2}{3} \cdot 12,42 = 14,22 \text{ м.}$$

Для верхнего провода и троса расчет аналогичен, результаты решения:

$$h_{np.в} = 27,22 \text{ м}, h_{np.тп} = 32,72 \text{ м}.$$

Средний центр тяжести:

$$h_{np.ср} = \frac{h_{np.н} + h_{np.в} + h_{np.тп}}{3}, \quad (13)$$

$$h_{np.ср} = \frac{14,22 + 27,22 + 32,72}{3} = 24,72 \text{ м}.$$

3. *Расчет удельных механических нагрузок.* Удельные нагрузки учитывают механическое воздействие от веса проводов и гололедных образований и давление ветра на провода без гололеда и с гололедом.

1) Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{F_p} \cdot 10^6, \quad (14)$$

$$\gamma_1 = 9,81 \frac{0,7}{268} \cdot 10^{-3} = 2,56 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ .

2) Нагрузка от массы гололеда,  $\text{кг/м} \cdot \text{мм}^2$ :

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + b) \cdot 10^{-3}}{F_p}, \quad (15)$$

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot (19 + 10) \cdot 10^{-3}}{268} = 3,001 \cdot 10^{-5}.$$

где  $g_0$  – объемная масса гололеда, кг/см<sup>3</sup>.

3) Нагрузка от массы провода и гололеда:

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

$$\gamma_3 = 2,56 \cdot 10^{-5} + 3,001 \cdot 10^{-5} = 0,000056 \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4) Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot Q \cdot d}{1000 \cdot F_p} \cdot 10^{-3}, \quad (17)$$

$$\gamma_4 = \frac{0,72 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 19 \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 268} = 3,98 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, Н/м<sup>2</sup>;

$C_x$  – аэродинамический коэффициент, принимается в зависимости от диаметра провода.

5) Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, кг/м·мм<sup>2</sup>:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot 0,25Q \cdot (d + 2b)}{1000 \cdot F_p} \cdot 10^{-3}, \quad (18)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,72 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot (19 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3}}{1000 \cdot 268} = 2,043 \cdot 10^{-5}.$$

б) Суммарная ударная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (19)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(2,56 \cdot 10^{-5})^2 + (3,98 \cdot 10^{-5})^2} = 4,735 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7) Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра, расчет аналогичен  $\gamma_6$ , но берутся  $\gamma_3, \gamma_5$ :  
 $\gamma_7 = 5,927 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м} \cdot \text{мм}^2.$

4. *Определение критических пролетов ВЛ и исходного расчетного режима.* Для ограничения напряжения в проводе учитываются три исходных режима путем расчета трех критических пролетов:  $l_{1кр}$  – пролет для которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения  $\sigma_{tmin}$ , а в режиме среднегодовой температуры значения  $\sigma_3$ , м;  $l_{2кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению  $\sigma_{ymax}$ , а в режиме низкой температуры –  $\sigma_{tmin}$ , м;  $l_{3кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому напряжению  $\sigma_3$ , а в режиме наибольшей нагрузки –  $\sigma_{ymax}$ , м.

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_3 - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_3 - t_{min})))}{1 - \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_{tmin}}\right)^2}}, \quad (20)$$

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot 83,8}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((83,8 - 125,7) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(2,4 + 40))}{1 - \left(\frac{83,8}{125,7}\right)^2}} = 223,1.$$

где  $\sigma_{t \min} = \sigma_{\gamma \max}$  – напряжение проводов при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре, Н/мм<sup>2</sup> [34, с. 8];

$\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения, С<sup>-1</sup> [34, с. 8].

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma \max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_{\gamma \max} - \sigma_{t \min}) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_2 - t_{\min}))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma \max}}{\sigma_{t \min}}\right)^2}}, \quad (21)$$

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot 125,7}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((125,7 - 125,7) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(-5 + 40))}{\left(\frac{5,927 \cdot 10^{-5}}{2,56 \cdot 10^{-5}}\right)^2 - \left(\frac{125,7}{125,7}\right)^2}} = 244,8.$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma \max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6((\sigma_{\gamma \max} - \sigma_s) \cdot \frac{1}{E} + \alpha(t_2 - t_s))}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma \max}}{\sigma_s}\right)^2}}, \quad (22)$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot 125,7}{2,56 \cdot 10^{-5}} \cdot \sqrt{\frac{6((125,7 - 83,8) \cdot \frac{1}{64 \cdot 10^3} + 12,9 \cdot 10^{-6}(-5 + 2,4))}{\left(\frac{5,927 \cdot 10^{-5}}{2,56 \cdot 10^{-5}}\right)^2 - \left(\frac{125,7}{83,8}\right)^2}} = 322,8.$$

Получили  $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$  и так как  $l_{расч} > l_{3кр}$  то исходным режимом в уравнении состояния провода будет режим максимальной нагрузки.

### 5. Систематический расчет провода.

Исходное уравнение состояния провода, по которому определяется напряжение в проводе:

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\gamma \max} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{\gamma \max}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_1 - t_{сол}), \quad (23)$$

где  $t_1$  – температура для первого расчетного режима при климатическом условии: провода и тросы покрыты гололедом,  $t = -5^\circ\text{C}$ , скоростной напор ветра  $0,25q$ .

Напряжение в проводе по первому расчетному режиму составляет:  
 $\sigma_1 = 125,7 \text{ Н/мм}^2$ .

Стрела провеса для первого расчетного режима определяется по формуле:

$$f_1 = \frac{\gamma_7 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_1}, \quad (24)$$

$$f_1 = \frac{5,927 \cdot 10^{-5} \cdot 470^2}{8 \cdot 125,7} = 13,02 \text{ м.}$$

Для оставшихся шести режимов расчет аналогичен. Результаты расчета классического провода и проводов нового поколения приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Сравнение проводов по механическому расчету

Показатели	Марка и сечение провода			
	АС-240/32	АССС-240/28	АААС-Z242-2Z	АСВТ 18,5-190/55
1	2	3	4	5
Длина пролета				
Критический пролет $l_{1кр}$ , м	255,2	223,1	317,3	97,5
Критический пролет $l_{2кр}$ , м	230,4	244,8	319,5	409,2
Критический пролет $l_{3кр}$ , м	213,4	322,8	320,3	572,5
Стрела провеса в зависимости от климатических условий				
Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$ , скоростной напор ветра $0,25q$ , м	17,38	13,02	13,21	9,73
Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5^\circ\text{C}$ , ветра нет ( $q=0$ ), м	16,51	12,22	12,35	9,29
Скоростной напор ветра $q$ , $t = -5^\circ\text{C}$ , гололеда нет, м	14,03	10,4	10,62	7,51



1	2	3	4	5
Среднегодовая температура $t_3$ , ветра и гололеда нет, м	9,27	5,92	5,93	5,38
$t = +15^\circ\text{C}$ , ветра и гололеда нет, м	11,32	6,48	6,86	6
Низшая температура $t_{\min}$ , ветра и гололеда нет, м	5,76	4,58	4,07	3,99
Максимальная температура $t_{\max}$ , ветра и гололеда нет, м	16,13	7,43	8,7	7,12

Основанием для выбора в качестве критерия критического пролета является то, что у каждой марки провода существует свой запас прочности, который задается в виде допустимых напряжений на проводах. Для определения данного критерия необходимо рассчитать критические пролеты и на основе их сравнения выбрать уравнение состояния провода для выяснения напряжения в нем. Прочность провода также влияет на стрелу провеса проводов в пролете, так как чем прочнее провод, тем меньше показатель стрелы провеса.

Анализ результатов расчета, приведенных в таблице 26, показал, что ПНП лучше классических. Во-первых, все три провода нового поколения имеют больший критический пролет в режиме наибольшей нагрузки и низкой температуры ( $l_{2\text{кр}}$ ), что влияет на количество устанавливаемых опор при строительстве ВЛ. По данному критерию лучшие показатели имеет провод марки АСВТ. Во-вторых, провода нового поколения имеют меньшие стрелы провеса при учете различных наиболее невыгодных по механическим нагрузкам климатических условий, что благоприятно влияет на работу линии электропередачи. Увеличенная стрела провеса приводит к выскальзыванию провода из зажимов, а также наклону опор. Среди рассматриваемых проводов наименьшая стрела провеса у проводов марки АСВТ при всех рассматриваемых климатических условиях.

### 2.1.2 Характеристика инновационной технологии цифровая подстанция

Цифровой подстанцией называется подстанция, в которой организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме, а параметры такой передачи

определяются единым файлом электронного проекта. В качестве основной среды передачи данных в рамках цифровой подстанции используется локальная вычислительная сеть (ЛВС) на базе технологии Ethernet, а в качестве коммуникационных протоколов применяются протоколы, описанные стандартом МЭК 61850.

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме.

При проектировании цифровых подстанций необходимо учитывать структуру подстанции, техническое исполнение и способы передачи данных.

Энергообъекты, выполненные по типу цифровой подстанции, имеют структуру, состоящую из трех уровней:

1) полевой уровень состоит из:

- первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU);
- первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

2) уровень присоединения состоит из ИЭУ:

- устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования);
- терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

3) станционный уровень состоит из:

- серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации, концентратор данных);
- АРМ персонала подстанции.

Одной из отличительных черт подстанции является проектирование ОПУ с учетом отсутствия постоянного дежурного персонала на ПС.

Схемы РУ цифровой ПС разрабатываются при проектировании исходя из [41]:

- необходимого числа коммутаций присоединений;
- необходимости перспективного развития ПС;
- обеспечения требуемой надежности работы РУ;
- обеспечения возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах.

Выбор электротехнического оборудования должен осуществляться при проектировании на основании технических требований к оборудованию.

В зависимости от объемов внедрения цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры подстанций [41]:

Архитектура I – архитектура ЦПС, в которой обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Архитектура II – архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по цифровому протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1; измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Архитектура III - это архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений по протоколу

Sampled Values согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Для общего понимания передачи данных на цифровых подстанциях необходимо рассмотреть протокол МЭК 61850.

Протокол МЭК 61850 – это глобальный коммутационный стандарт «Коммуникационные сети и системы для систем автоматизации в электроэнергетике» имеет целый ряд глав, в которых описывается 3 протокола передачи данных и требования к информационной модели, которая должна быть реализована в устройствах и процессе инжиниринга систем [41].

Все особенности реализации Архитектур I, II и III приведены в таблице 27.  
Таблицы 27 – Особенности реализации Архитектур

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

В качестве основных стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных телесигнализации и телеизмерений, и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями.

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции, необходимый для

замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами.

SV (Sampled Values - стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН, позволяющий заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с измерительными ТТ и ТН.

Особенность проектирования ЦПС заключается в передаче данных в цифровом виде с использованием протоколов МЭК 61850, что позволяет существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладочные работы, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, за счет повышения уровня автоматизации. Использование протоколов МЭК 61850 на цифровых подстанциях способствует ускорению и оптимизации передачи данных между оборудованием.

### 2.1.3 Возможности применения КРУЭ при проектировании распределительных устройств

КРУЭ - это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока. Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые РУ, а также обеспечивает возможность более легкого расширения распределительного устройства по сравнению с традиционными исполнениями [14]. Компактное исполнение данного КРУЭ размерами 7715 мм (длина) x 2250 мм (ширина) x 4378 мм (высота, включая трансформатор напряжения) делает его идеальным для установки на ограниченном пространстве и с возможностью быстрого монтажа, когда традиционные КРУЭ с номинальными параметрами 220 кВ, 4000 А и 63 кА не подходят для этих целей.

Компания «ПитерЭнергоМаш» осуществляет инжиниринговые разработки, производство и комплексные поставки энергетического и электротехнического оборудования для энергетической, газовой, нефтяной, металлургической, химической и судостроительной промышленности. Одним из

направлений деятельности компании является поставка комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) на напряжение 110 кВ, 220 кВ, 330 кВ. Предприятие выполняет проектирование подстанций с применением КРУЭ, монтажные и пусконаладочные работы (ПНР), а также сервисное обслуживание оборудования. Компанией разработана гибкая схема реконструкции ОРУ с применением модульных КРУЭ. При разработке КРУЭ основой являются требования ФСК ЕЭС (соответствие высоковольтных схем основным типовым решениям - Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010- 2008). КРУЭ изготавливается либо как комплекс различных функциональных единиц (ячеек), каждая из которых выполняет функцию какой-либо электрической схемы КРУЭ, либо как комплекс всех необходимых элементов в соответствии с заданной схемой. Оборудование «ПитерЭнергоМаш» успешно зарекомендовало себя на объектах региональных электросетевых компаний. Потребителями элегазового оборудования являются ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Холдинг МРСК», ПАО «Ленэнерго», АО «Оборонэнерго» и др. КРУЭ применяются при проектировании и строительстве современных компактных интеллектуальных подстанций, а также при реконструкции существующих подстанций. Особое место в разработках компании «ПитерЭнергоМаш» занимают модульные мобильные подстанции, в конструкции которых используются КРУЭ 110 и 220 кВ. КРУЭ производства Sieyuan Electric Co. Ltd. прошли все типовые испытания в международном испытательном центре КЕМА, имеют сертификаты соответствия ГОСТ Р, а также прошли аттестацию ПАО «Россети» на предмет рекомендации применения на объектах электросетевого хозяйства в ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Холдинг МРСК». В рамках прохождения аттестации ПАО «Россети» была проведена проверка производства и получен акт без единого замечания [14]. Параметры КРУЭ приведены в таблице 28 [14].

Таблица 28 – Параметры КРУЭ 220 кВ компании Sieyuan Electric

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения выключателя	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Электро-магнитный
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

## 2.2 Вывод

Проведенный анализ по ПНП показал, что для развития сети в рассматриваемом регионе целесообразно применение провода АССС, так как сравнение ПНП и классических проводов показало, что данные провода имеют более высокую пропускную способность. Анализ по технологии цифровой ПС показал, что для подключения новой крупной нагрузки целесообразно ее применение, в связи с сокращением расходов на проектирование, пуско-наладочные работы, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, за счет повышения уровня автоматизации. Применение КРУЭ целесообразно для подключения новой нагрузки в связи с преимуществами: используется меньшая площадь занимаемая РУ, а также обеспечивается возможность более легкого расширения распределительного устройства по сравнению с традиционными исполнениями РУ.

### 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ НОВОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ

В данном разделе будет произведена разработка вариантов подключения ПС ВДС и выбор оптимальных двух вариантов для проведения дальнейшего расчета. Согласно [57] предполагается подключение нового потребителя, заключающееся в строительстве ПС ВДС, предполагаемая электрическая мощность которой составит порядка 135 МВт.

#### **3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе**

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи со строительством ПС ВДС, и их обоснование. Предложенные варианты развития электрической сети представлены на карте в соответствии с географическим положением с учетом топологической карты электрической сети рисунка 1.

**Вариант 1.** Предусматривает подключение ПС ВДС к ПС 500 кВ Амурская на напряжение 220. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ВДС;
- строительство 2-х линейных ячеек на ПС Амурская;
- строительство двух ВЛ 220 кВ Амурская – ПС ВДС.



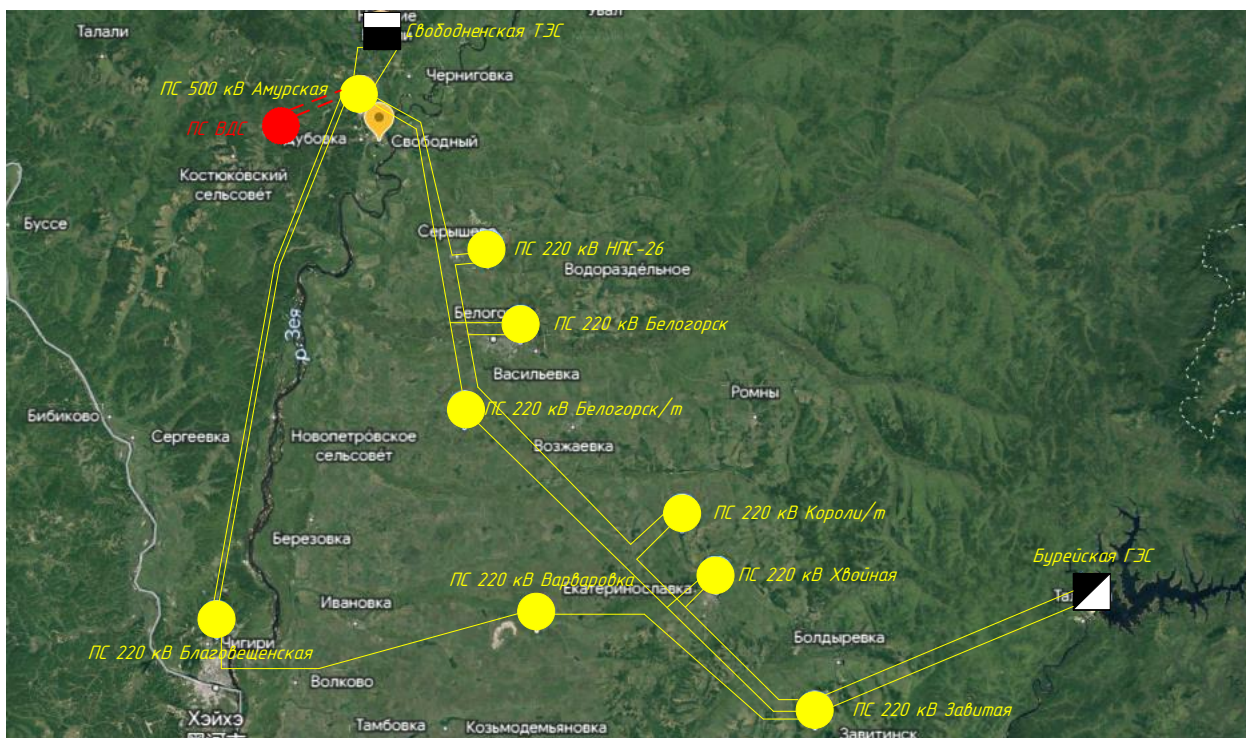


Рисунок 10 – Вариант подключения 1

**Вариант 2.** Предусматривает подключение ПС ВДС к существующим сетям на напряжение 220 отпайками от ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ВДС;
- строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайками;
- строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1.

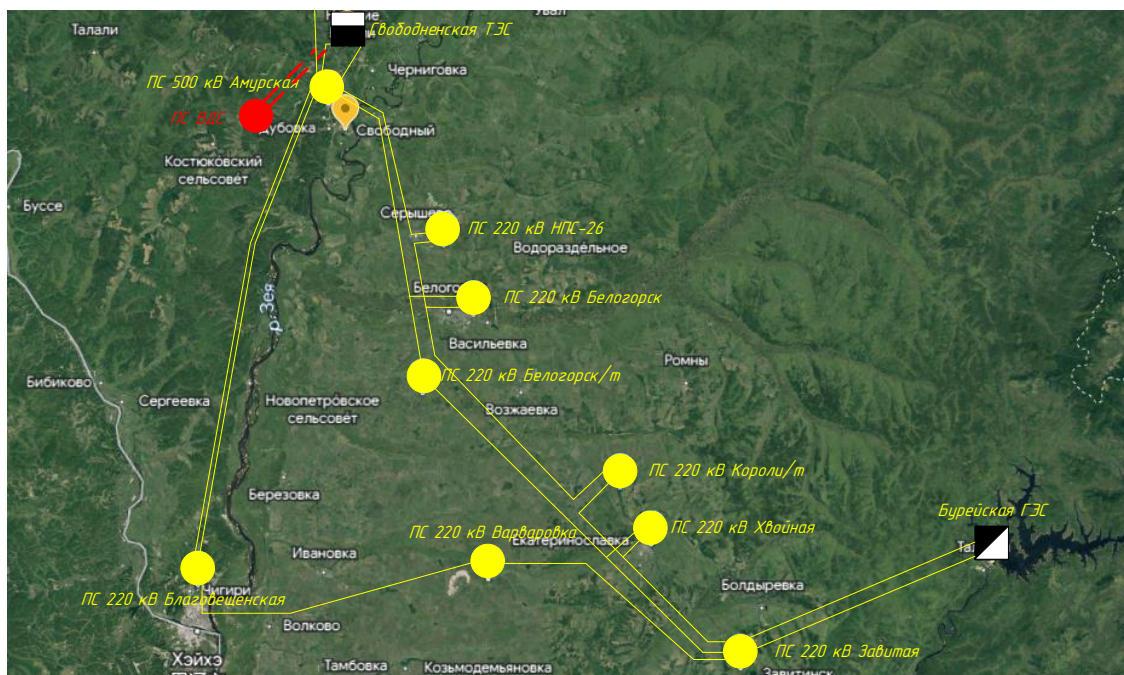


Рисунок 11 – Вариант подключения 2

**Вариант 3.** Предусматривает подключение ПС ВДС к существующим сетям на напряжение 110. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ВДС;
- строительство РУ 110 кВ на ПС 500 кВ Амурская;
- строительство 2-х линейных ячеек на ПС Амурская;
- строительство двух ВЛ 110 кВ Амурская – ПС ВДС.

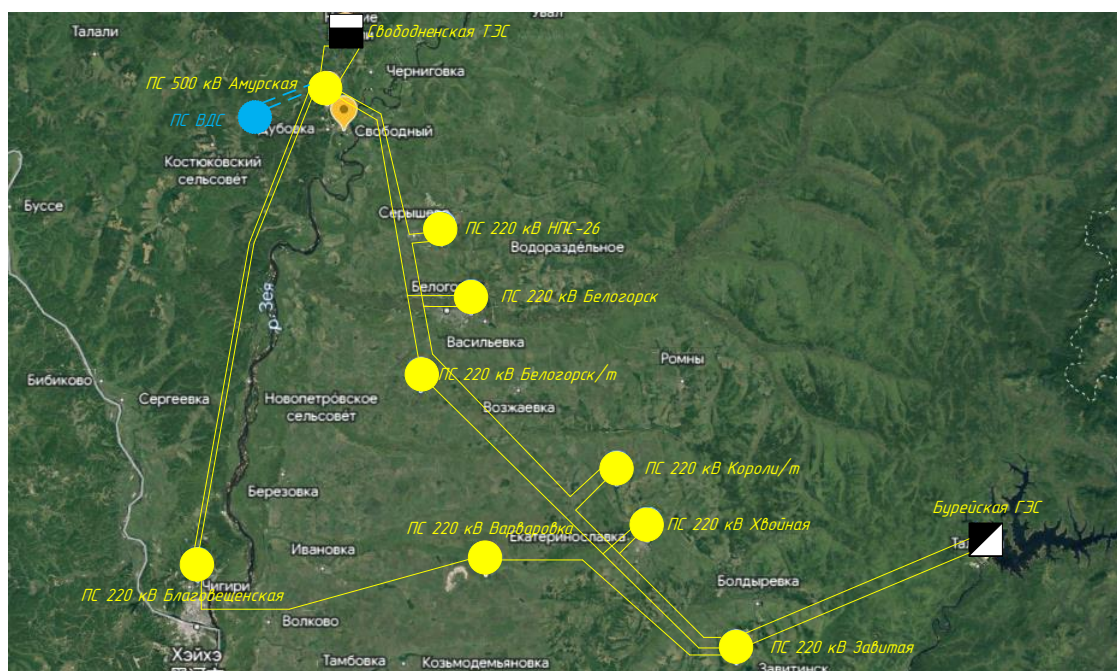


Рисунок 12 – Вариант подключения 3

**Вариант 4.** Предусматривает подключение ПС ВДС к существующим сетям на напряжение 220 от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ВДС;
- строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2.

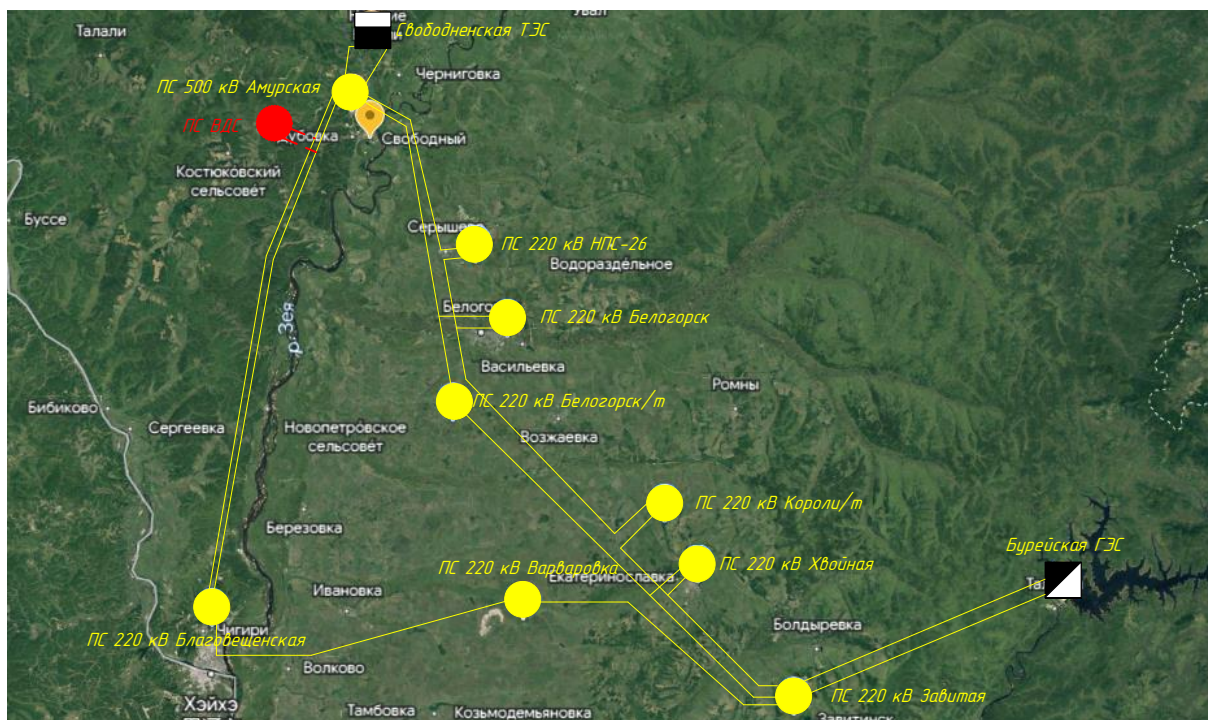


Рисунок 13 – Вариант подключения 4

**Вариант 5.** Предусматривает подключение ПС ВДС к существующим сетям на напряжение 220 от ВЛ 220 кВ Амурская –Благовещенская №1. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ВДС;
- строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская –Благовещенская №1.

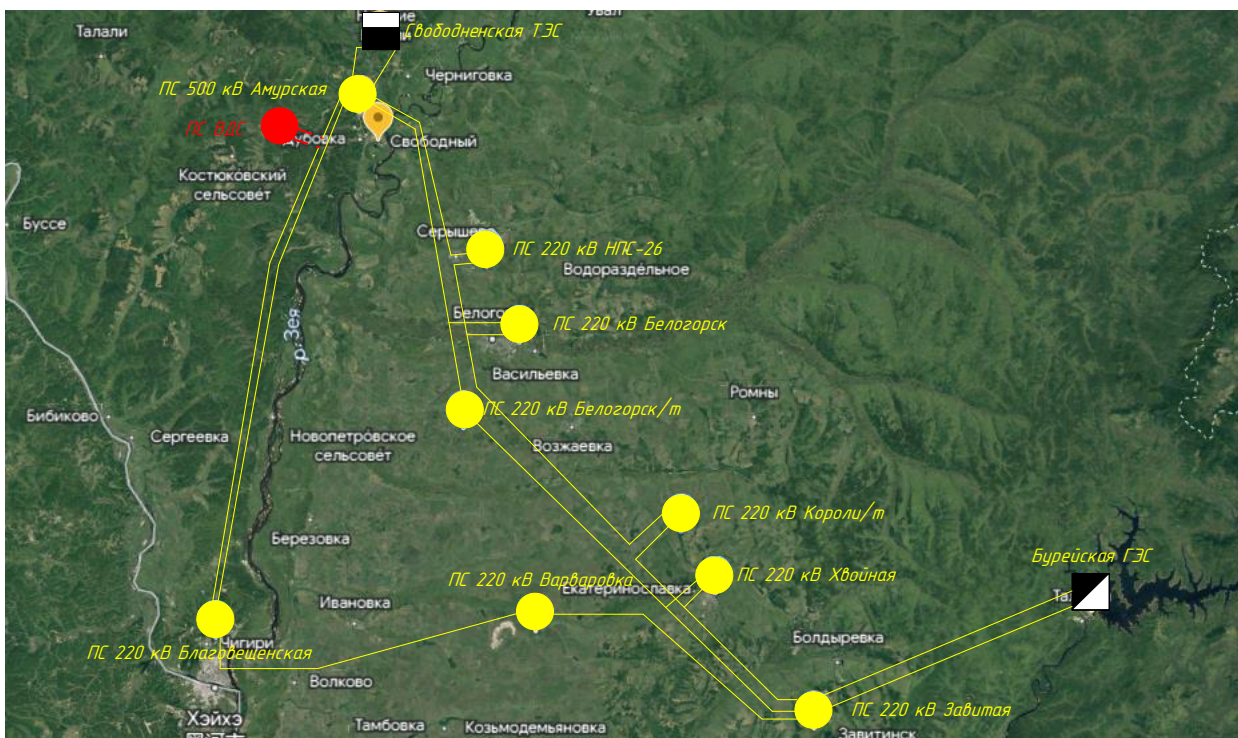


Рисунок 14 – Вариант подключения 5

Для подключения ПС ВДС разработано 5 вариантов.

### 3.2 Техническая анализ вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети [54].

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

1) схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также потери мощности и электроэнергии. Из принятых пяти схем выберем две. Выбор произведем по следующим показателям [54]:

- 1) Меньшие суммарные длины линии в одноцепном исполнении.
- 2) Минимальное количество выключателей.
- 3) Минимальное число трансформаций.

Так как в схеме есть два уровня напряжения 110 кВ и 220 кВ, то нужно приводить выключатели и длину линии к одному классу напряжения.

Весь расчет по каждой схеме сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Суммарная длина линий и суммарное число выключателей

№ варианта	1	2	3	4	5
Длина ЛЭП, км	2,6	8	2	0,3	0,1
Количество выключателей	4	2	4	2	3

Из предложенных 5 вариантов выбран вариант №4 и №5, так как имеют наименьшее количество выключателей и наименьшую протяженность линии.

### 3.3 Вывод

Была произведена разработка 5 вариантов развития электрической сети и описаны мероприятия для их реализации. После сопоставительного анализа для дальнейшего технического анализа приняты 4 и 5 варианты схем. Для данных вариантов исходя из инновационного оборудования, рассмотренного в главе 2 возможно применение всех предложенных технологий, но исходя из структурного анализа и вариантов подключения не целесообразно использование проводников с композитным сердечником из-за малой длины проводников, использованных для подключения отпайками и подключения к существующим сетям, для которых используются стандартные проводники.

#### 4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ ВДС

Для оценки осуществимости реализации предложенных вариантов в главе 3 произведем их техническую проработку и рассмотрим возможность их реализации по режиму. Но для начала приведем их схему подключения ПС ВДС, которая представлена на рисунке 15. Однолинейная схема для варианта 4 представлена на рисунке 16.

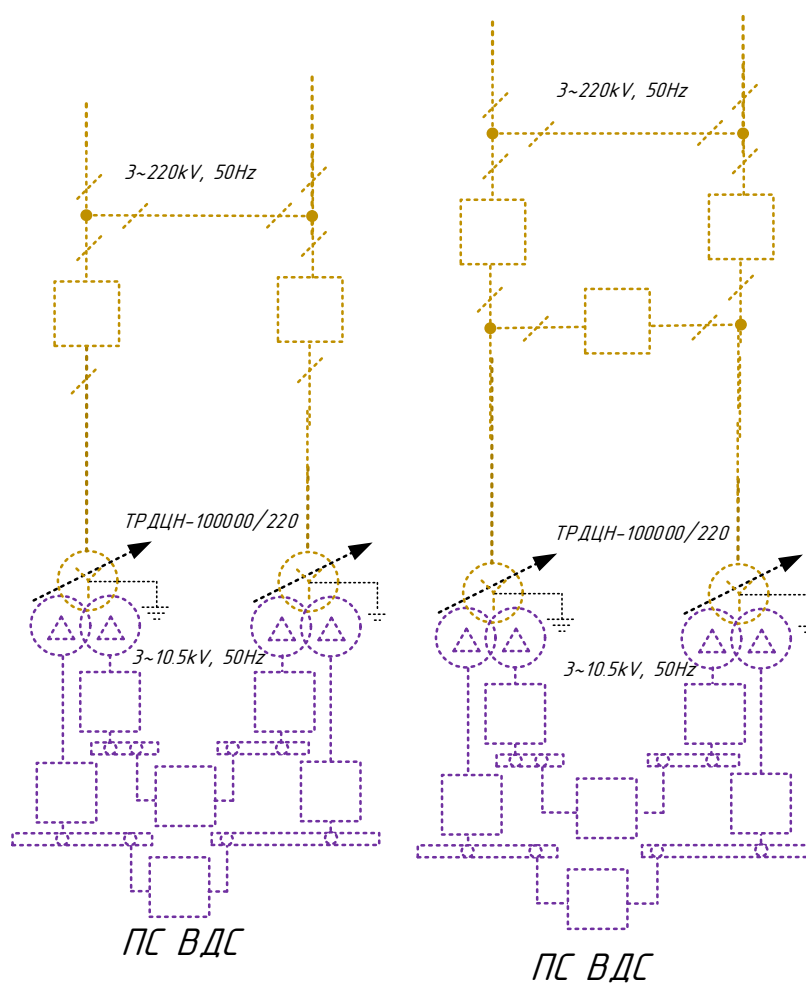


Рисунок 15 – Схема подключения ПС ВДС вариант 4 и вариант 5 соответственно

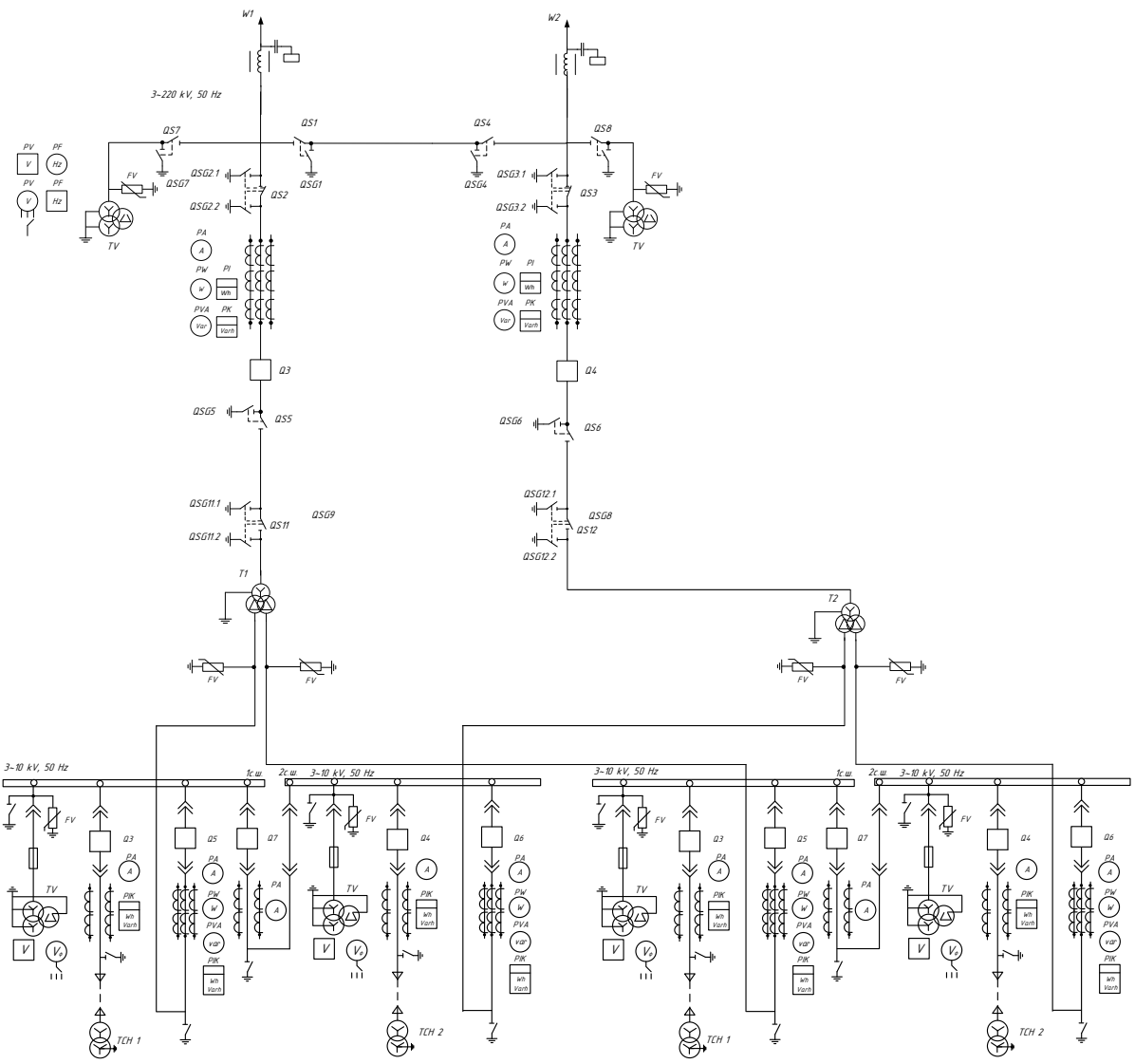


Рисунок 16 – Однолинейная схема ПС ВДС для варианта 4

#### 4.1 Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции и компенсирующих устройств

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности. Поэтому для разработки внутреннего электроснабжения предприятия, питаемого ПС ВДС необходимо обеспечить заданные показатели реактивной мощности [27] данное условие необходимо обеспечить предприятию при подключении.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей [27].

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Определяется реактивная мощность, которую можно передать через силовые трансформаторы в соответствии с [46]:

$$Q_{пред} = P_{max} \cdot tg\varphi, \quad (25)$$

где  $P_{max}$  - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$tg\varphi$  - коэффициент реактивной мощности.

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции [46]:

$$Q_{КУ} = Q_{max} - Q_{пред}. \quad (26)$$



Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции [46]:

$$Q_{KV1cш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{cш}}, \quad (27)$$

где  $N_{cш}$  - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению  $Q_{KV1cш}$  выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

Для данного проекта выбираем продукцию научно - производственного объединения ПромЭк в Екатеринбурге. По их линейке мощностей и выбираем КУ для подстанций.

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность [46]:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{KVФ}, \quad (28)$$

где  $Q_{KVФ}$  - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Расчет произведем на примере подстанции ВДС в зимний период:

$$Q_{\ominus} = 135 \cdot 0,4 = 54 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KV} = 54 - 54 = 0 \text{ Мвар.}$$

В соответствии с условиями на присоединение ПС компенсация реактивной мощности должна проводиться внутри системы электроснабжения данного потребителя. На шинах 10 кВ должно держаться  $\text{tg}\varphi=0,4$ . Поэтому компенсация реактивной мощности не требуется на напряжение 220 кВ.

Мощность силовых трансформаторов для ПС ВДС определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью [46].

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА [46]:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (29)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар.

$$S_{р\ ВДС} = \frac{\sqrt{135^2 + 54^2}}{2 \cdot 0,7} = 96,4 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТРДЦН – 100000/220 [6].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы [46].

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (30)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях [46]:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_3^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (31)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$S_{ном}$  – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

В таблице 30 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 30 – Выбор силовых трансформаторов [5]

Название ПС	$S_{тр.расч}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$ , МВА	$P_{ср}$ , МВт	$K_{з.н.}$	$K_{з.а.}$
ВДС	96,4	ТРДЦН – 100000/220	100	135	0,68	1,36

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зр} \leq 0,75$ ); в послеаварийном режиме ( $1 \leq K_{з.на} \leq 1,5$ ). Вывод – выбираем данные трансформаторы для установки на ПС [46].

Данная загрузка трансформаторов при подключения нового потребителя обусловлена тем, что была учтена вся перспективная нагрузка и дальнейшее подключение потребителей в ближайшие 10-15 лет не планируется.

#### **4.2 Вариант развития электрической сети при подключении подстанции ВДС к существующим сетям на напряжение 220 отпайками от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2**

При подключении ПС ВДС к сетям 220 кВ необходимо строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 длиной 0,3 км.

Для ПС ВДС выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) [59].

Схема РУ НН (10 кВ): «Одна, секционированная выключателями, система шин» [59].

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающая подключение ПС, будет выполнена проводами марки АС-240 [62]. Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод, что большинство линий загружены оптимально. При отключении одной из линий или одного из трансформаторов на каждой ПС отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Загрузка ЛЭП в нормальном режиме представлена в таблице 31, в послеаварийном режиме в таблице 33.

$I_{\max}$  – Максимальный ток, А;

$I_{\text{доп}}$  – Длительно допустимы ток, А;

$I/I_{\text{доп}}$  - Загрузка, %.

Таблица 31 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
Светлая - Ключевая	567,8	1000,0	56,8
Амурская 220 - Ледяная/т	309,2	630,0	49,1
Амурская 220 - Оп.8	428,3	1000,0	42,8
Амурская 220 - Оп.9	426,5	1000,0	42,7
ЗГЭС 220 - Оп.7	360,9	1000,0	36,1
ЗГЭС 220 - Оп.6	360,9	1000,0	36,1
Оп.7 - Светлая	350,6	1000,0	35,1
Оп.6 - Светлая	350,6	1000,0	35,1
Завитая - Варваровка	197,4	630,0	31,6

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
Оп.9 - ВДС ВН	179,3	610,0	29,4
Оп.8 - ВДС ВН	173,6	610,0	28,5
Оп.8 - Благовещенская	255,2	1000,0	26,4
Оп.5 - Амурская 220	162,8	630,0	25,8
Амурская 220 - СВТЭС	205,8	800,0	25,7
Амурская 220 - СВТЭС	205,8	800,0	25,7
Оп.9 - Благовещенская	247,8	1000,0	25,4
БГЭС 220 - Завитая	228,8	960,0	23,8
БГЭС 220 - Завитая	228,8	960,0	23,8

Отклонение напряжения в нормальном режиме представлено в таблице 32, в послеаварийном режиме в таблице 34.

$U_{\text{ном}}$  - Номинальное напряжение, кВ;

$U$  - Фактическое напряжение, кВ;

$\Delta U$  - Отклонение напряжения, %.

Таблица 32 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	$\Delta U$ , кВ
ВДС ВН	220	224,8	2,2
ВДС Н1	220	222,3	1,0
ВДС НН 1	10,5	10,4	-0,6
ВДС НН2	10,5	10,4	-0,6

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
Амурская 220 - Оп.9	776,7	1000,0	77,7
Оп.9 - ВДС ВН	353,2	610,0	57,9
Светлая - Ключевая	573,9	1000,0	57,4
Завитая - Варваровка	300,4	630,0	49,0
Оп.9 - Благовещенская	423,8	1000,0	43,1

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
Оп.5 - Амурская 220	267,8	630,0	42,6
Оп.4 - Оп.5	239,9	630,0	38,3
ЗГЭС 220 - Оп.7	362,5	1000,0	36,2
ЗГЭС 220 - Оп.6	362,5	1000,0	36,2
Амурская 220 - СВТЭС	285,4	800,0	35,7
Амурская 220 - СВТЭС	285,4	800,0	35,7
Оп.7 - Светлая	352,6	1000,0	35,3
Оп.6 - Светлая	352,6	1000,0	35,3
Ледяная - Ледяная/г	210,6	630,0	33,4
Благовещенская - Варваровка	297,6	1000,0	29,8

Таблица 34 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	$\Delta U$ , кВ
ВДС ВН	220	224,5	2,1
ВДС Н1	220	222,0	0,9
ВДС НН 1	10,5	10,4	-0,8
ВДС НН2	10,5	10,4	-0,8
ВДС Н2	220	222,0	0,9

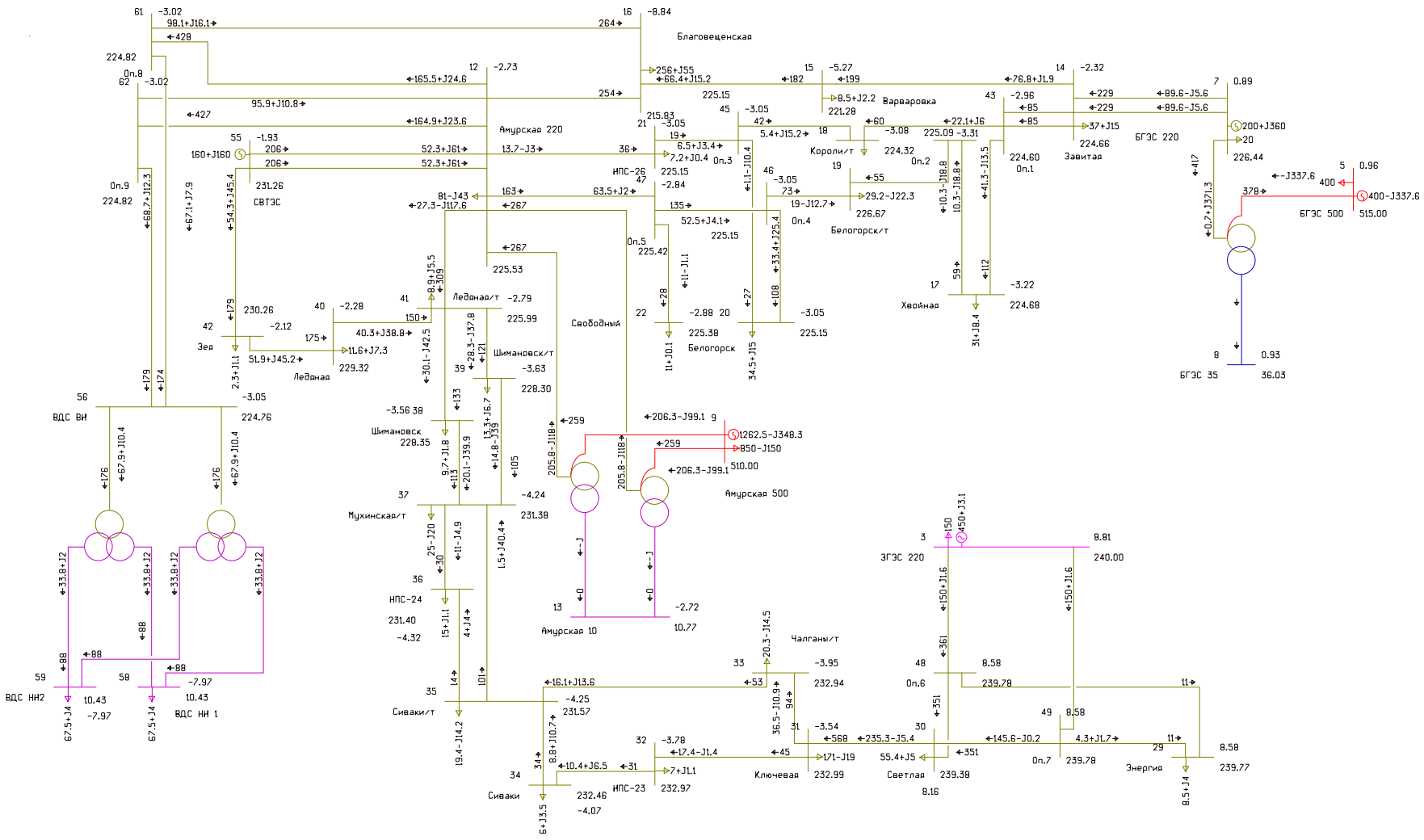


Рисунок 17 – Вариант 1 схема нормального режима





### **4.3 Вариант развития электрической сети при подключении подстанции ВДС к существующим сетям на напряжение 220 от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1**

При подключении ПС ВДС к сетям 220 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 длиной 0.1 км.

Для ПС ВДС выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии» (5Н) [59].

Схема РУ НН (10 кВ): «Одна, секционированная выключателями, система шин [59].

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающая подключение ПС, будет выполнена проводами марки АС-400 поскольку ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 выполнена проводом АС-400 [63].

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии загружены оптимально.

При отключении одной из линий или одного из трансформаторов на каждой ПС отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Загрузка ЛЭП в нормальном режиме представлена в таблице 35, в послеаварийном режиме в таблице 38.

$I_{\max}$  – Максимальный ток, А;

$I_{\text{длгн}}$  – Длительно допустимый ток, при температуре +20°C, А;

$I/I_{\text{доп}}$  – Загрузка, %.

Таблица 35 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I/\text{Доп}$ , %
Амурская 220 - ВДС ВН	583,2	1000,0	58,4
Светлая - Ключевая	568,1	1000,0	56,8
Амурская 220 - Ледяная/т	298,3	630,0	47,4
ЗГЭС 220 - Оп.7	360,8	1000,0	36,1
ЗГЭС 220 - Оп.6	360,8	1000,0	36,1
Оп.7 - Светлая	350,7	1000,0	35,1
Оп.6 - Светлая	350,7	1000,0	35,1
Оп.5 - Амурская 220	206,3	630,0	32,9
Завитая - Варваровка	196,8	630,0	32,3
Оп.4 - Оп.5	180,7	630,0	29,0
Амурская 220 - Благовещенская	258,2	1000,0	26,2
Амурская 220 - СВТЭС	204,3	800,0	25,5
Амурская 220 - СВТЭС	204,3	800,0	25,5
БГЭС 220 - Завитая	225,6	960,0	24,5
БГЭС 220 - Завитая	225,6	960,0	24,5
Оп.1 - Короли/т	146,5	630,0	23,9
ВДС ВН - Благовещенская	233,2	1000,0	23,8

Отклонение напряжения в нормальном режиме представлено в таблице 36, в послеаварийном режиме в таблице 37.

$U_{\text{ном}}$  - Номинальное напряжение, кВ;

$U$  - Фактическое напряжение, кВ;

$\Delta U$  - Отклонение напряжения, %.

Таблица 36 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	$\Delta U$ , кВ
ВДС ВН	220	225,3	2,4
ВДС Н1	220	223,5	1,6
ВДС НН 1	10,5	10,5	-0,1
ВДС НН2	10,5	10,5	-0,1

Таблица 37 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	$\Delta U$ , кВ
ВДС ВН	220	203,1	-7,7
ВДС НН 1	10,5	10,6	0,7
ВДС НН2	10,5	10,6	0,7
ВДС Н2	220	225,3	2,4

Таблица 38 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I <sub>max</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
Амурская 220 - Благовещенская	677,3	1000,0	67,7
Завитая - Варваровка	411,9	630,0	66,0
Оп.5 - Амурская 220	377,3	630,0	60,0
Светлая - Ключевая	569,1	1000,0	56,9
Оп.4 - Оп.5	349,4	630,0	55,7
Благовещенская - Варваровка	396,8	1000,0	39,7
ВДС ВН - Благовещенская	389,2	1000,0	38,9
Короли/т - Оп.3	229,3	630,0	36,7
Оп.4 - Белогорск	228,4	630,0	36,2
ЗГЭС 220 - Оп.7	359,5	1000,0	35,9
ЗГЭС 220 - Оп.6	359,5	1000,0	35,9
Амурская 220 - СВТЭС	286,4	800,0	35,8
Амурская 220 - СВТЭС	286,4	800,0	35,8
Оп.7 - Светлая	349,7	1000,0	35,0
Оп.6 - Светлая	349,7	1000,0	35,0
Оп.1 - Короли/т	216,2	630,0	34,9
Ледяная - Ледяная/т	212,3	630,0	33,7
СВТЭС - Зея	231,7	800,0	29,0

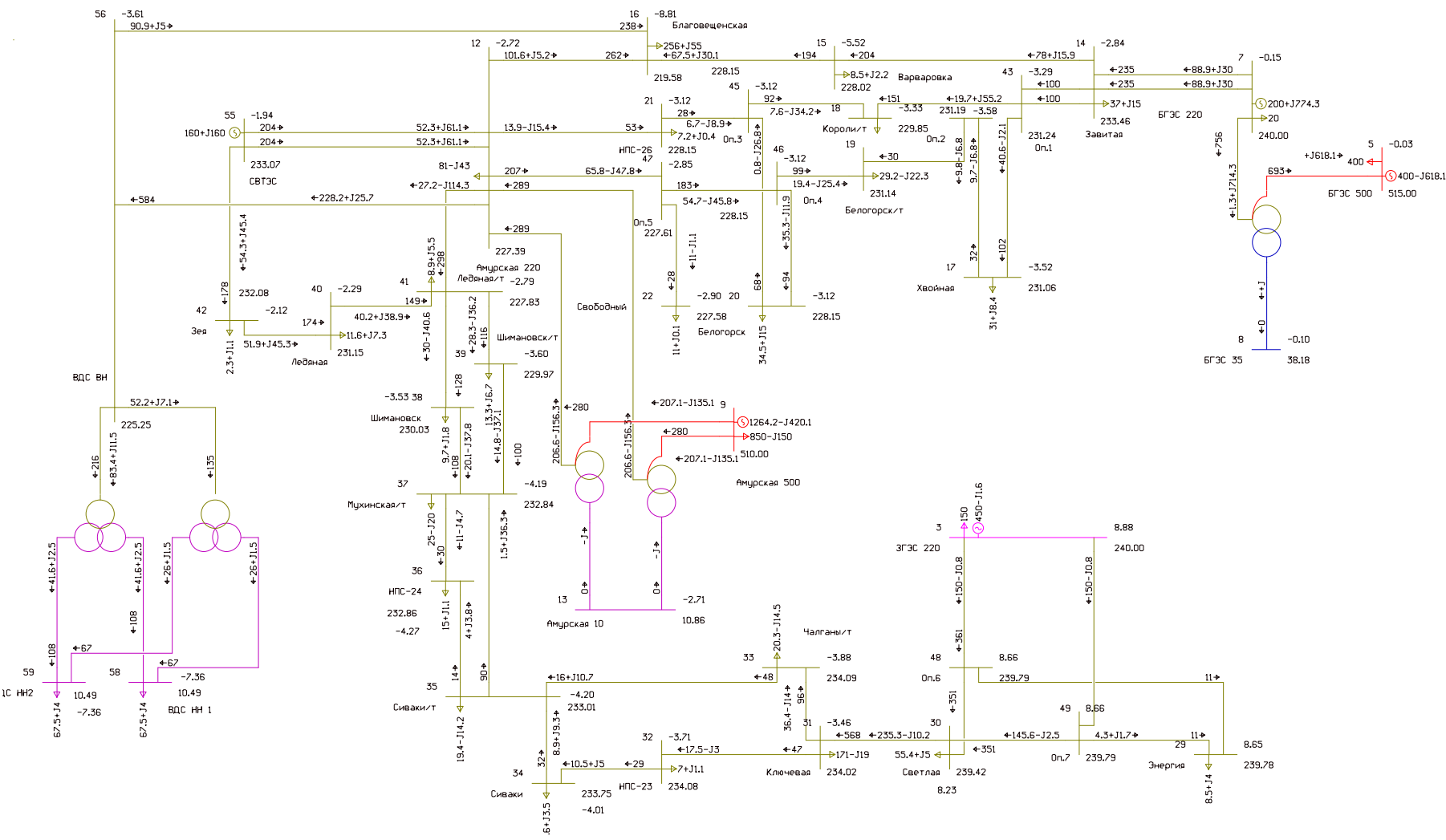


Рисунок 19 – Вариант 2 схема нормального режима

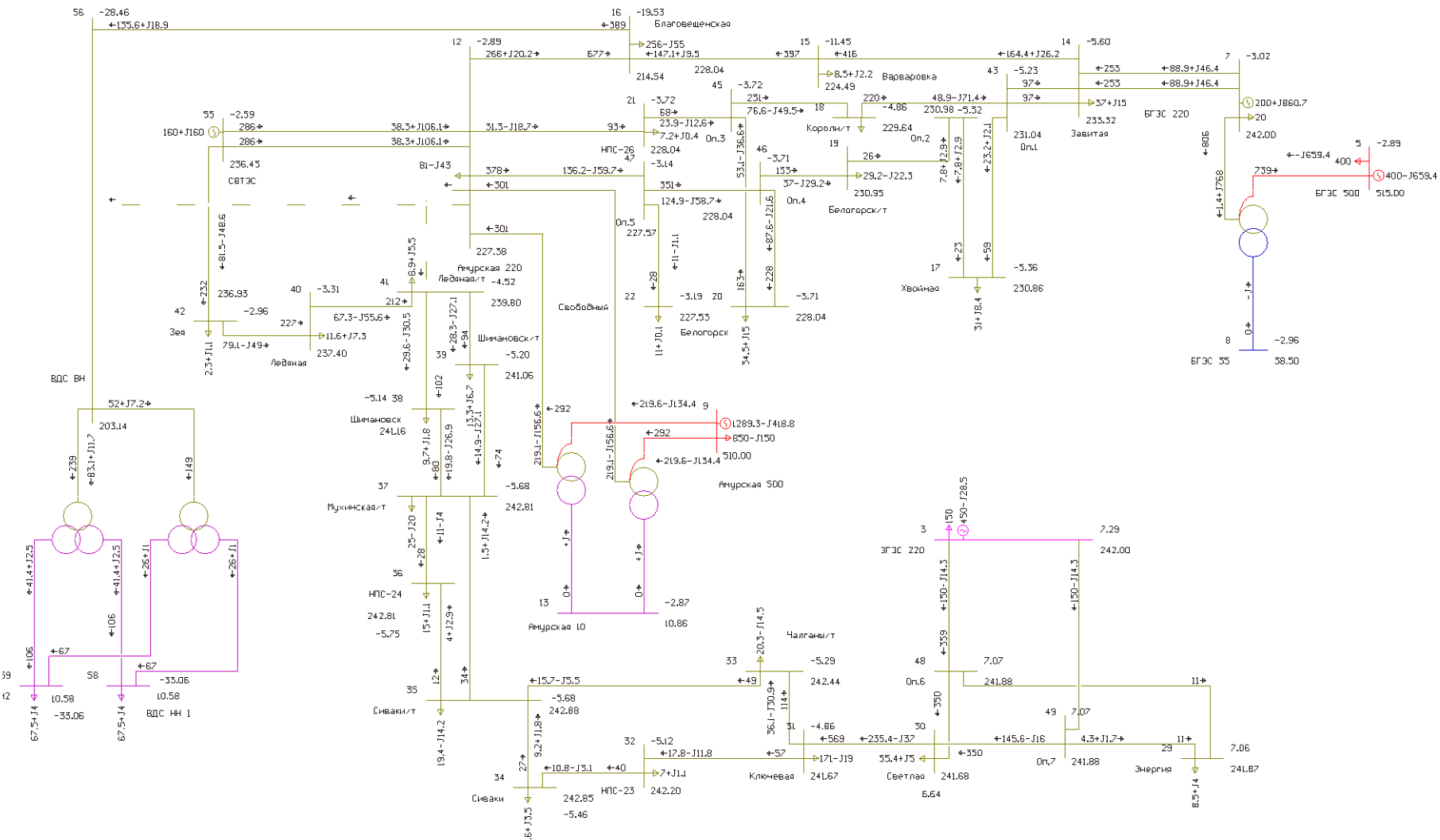


Рисунок 20 – Вариант 2 схема послегаварийного режима

#### 4.4 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС ВДС для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [24].

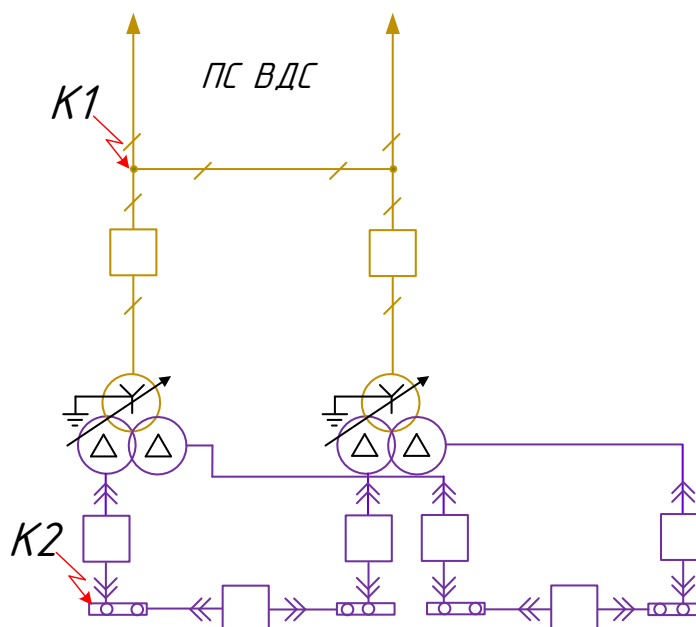


Рисунок 21 – Схема ПС для расчета токов КЗ

Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования электрических сетей, который позволяет определить токи короткого замыкания в различных точках сети и выбрать необходимое оборудование. Однако, при расчетах необходимо учитывать допущения, такие как [24]:

- пренебрежение намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- отсутствие учета емкостной проводимости линий;
- предположение о симметричности трехфазной системы и не учет насыщения магнитных систем.

Также, необходимо принимать во внимание, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания.

Расчет ТКЗ производится в ПВК RastrWin3 из-за удобства и быстроты расчета в данном программном комплексе.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение.

Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у.

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации.

Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 39 – Узлы/Несим/ИД

№ п/п	Тип	№ Узла в соответствии с эквивалентом сети	Название	Uном, кВ
1	2	3	4	5
1	у	1	ЗГЭС 500	500
2	у	2	ЗГЭС Н1	500
3	у	3	ЗГЭС 220	220
4	зак	4	ЗГЭС 35	35
5	у	5	БГЭС 500	500
6	у	6	БГЭС Н1	500
7	у	7	БГЭС 220	220
8	зак	8	БГЭС 35	35
9	зак	9	Амурская 500	500
10	у	10	Амурская Н1	500
11	у	11	Амурская Н2	500
12	у	12	Амурская 220	220
13	зак	13	Амурская 10	10,5
14	у	14	Завитая	220
15	у	15	Варваровка	220
16	у	16	Благовещенская	220
17	у	17	Хвойная	220
18	у	18	Короли/т	220
19	у	19	Белогорск/т	220
20	у	20	Белогорск	220
21	у	21	НПС-26	220
22	у	22	Свободный	220
23	у	29	Энергия	220
24	у	30	Светлая	220
25	у	31	Ключевая	220
26	у	32	НПС-23	220
27	у	33	Чалганы/т	220
28	у	34	Сиваки	220

1	2	3	4	5
29	у	35	Сиваки/т	220
30	у	36	НПС-24	220
31	у	37	Мухинская/т	220
32	у	38	Шимановск	220
33	у	39	Шимановск/т	220
34	у	40	Ледяная	220
35	у	41	Ледяная/т	220
36	у	42	Зея	220
37	у	43	Оп.1	220
38	у	44	Оп.2	220
39	у	45	Оп.3	220
40	у	46	Оп.4	220
41	у	47	Оп.5	220
42	у	48	Оп.6	220
43	у	49	Оп.7	220
44	у	55	СВТЭС	220
45	у	56	ВДС ВН	220
46	зак	58	ВДС НН 1	10,5

Таблица 40 – Ветви/Несим/ИД

Название ветви	X, Ом	X0, Ом	Кт/г
1	2	3	4
ЗГЭС Н1 - ЗГЭС 220	0	0	0,44
ЗГЭС Н1 - ЗГЭС 35	113,5	113,5	0,07
БГЭС 500 - БГЭС Н1	61,1	61,1	0,92
БГЭС Н1 - БГЭС 220	0	0	0,44
БГЭС Н1 - БГЭС 35	113,5	113,5	0,07
Амурская 500 - Амурская Н1	61,1	61,1	0,98
Амурская Н1 - Амурская 220	0	0	0,44
Амурская Н1 - Амурская 10	113,5	113,5	0,021
Амурская 500 - Амурская Н2	61,1	61,1	0,98
Амурская Н2 - Амурская 220	0	0	0,44
Амурская Н2 - Амурская 10	113,5	113,5	0,021
Амурская 220 - Благовещенская	52,67	158,01	0
Амурская 220 - Благовещенская	53,91	161,73	0
Благовещенская - Варваровка	46,18	138,54	0
Завитая - Варваровка	33,98	101,94	0
БГЭС 220 - Завитая	31,81	95,43	0
БГЭС 220 - Завитая	31,81	95,43	0
Завитая - Оп.1	16,91	50,73	0
Завитая - Оп.1	16,91	50,73	0
Оп.1 - Короли/т	5,29	15,87	0
Оп.2 - Белогорск/т	29,91	89,73	0
Оп.1 - Хвойная	5,29	15,87	0



Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
Оп.2 - Хвойная	5,29	15,87	0
Короли/т - Оп.3	11,78	35,34	0
Белогорск/т - Оп.4	27,35	82,05	0
Оп.3 - Белогорск	0,03	0,09	0
Оп.4 - Белогорск	0,03	0,09	0
Оп.4 - Оп.5	3,71	11,13	0
Оп.3 - НПС-26	0,03	0,09	0
Амурская 220 - НПС-26	21,24	63,72	0
Оп.5 - Свободный	3,71	11,13	0
Оп.5 - Амурская 220	1,54	4,62	0
Амурская 220 - СВТЭС	18,41	55,23	0
Амурская 220 - СВТЭС	18,41	55,23	0
ЗГЭС 220 - Оп.6	1,51	4,53	0
ЗГЭС 220 - Оп.7	1,51	4,53	0
Оп.6 - Энергия	0,89	2,67	0
Оп.7 - Энергия	0,89	2,67	0
Оп.6 - Светлая	2,94	8,82	0
Оп.7 - Светлая	2,94	8,82	0
Светлая - Ключевая	48,17	144,51	0
СВТЭС - Зея	3,96	11,88	0
Зея - Ледяная	3,73	11,19	0
Ледяная - Ледяная/т	15,06	45,18	0
Амурская 220 - Ледяная/т	0,95	2,85	0
Ледяная/т - Шимановск	16,8	50,4	0
Ледяная/т - Шимановск/т	19,53	58,59	0
Шимановск - Мухинская/т	21,84	65,52	0
Шимановск/т - Мухинская/т	22,62	67,86	0
Мухинская/т - НПС-24	6,15	18,45	0
Мухинская/т - Сиваки/т	1,12	3,36	0
НПС-24 - Сиваки/т	17,17	51,51	0
Сиваки/т - Сиваки	23,21	69,63	0
Сиваки/т - Чалганы/т	21,65	64,95	0
Сиваки - НПС-23	27,8	83,4	0
НПС-23 - Ключевая	12,66	37,98	0
Ключевая - Чалганы/т	9,95	29,85	0
ЗГЭС 500 - ЗГЭС Н1	61,1	61,1	1
ВДС ВН - ВДС Н1	39,7	39,7	1
ВДС Н1 - ВДС НН1	0	0	0,047
ВДС Н1 - ВДС НН2	0	0	0,047
Амурская 220 - ВДС ВН	0,81	2,43	0

Таблица 41 – Токи КЗ ПС ВДС

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН ВДС	3,82	0,0	0,0
2ф	ВН ВДС	1,91	-1,9	0,0
1ф	ВН ВДС	3,38	-0,4	-2,9
1ф1ф	ВН ВДС	1,78	1,8	1,8
3ф	НН ВДС	44,57	0,0	0,0
2ф	НН ВДС	22,28	-22,3	0,0
1ф	НН ВДС	44,57	0,0	-44,6
1ф1ф	НН ВДС	22,28	22,3	22,3

Ударный ток рассчитывается по формуле [24]:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (32)$$

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

$K_{y0}$  – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y0} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [24].

Таблица 42 – Значения токов КЗ на шинах ПС «ВДС»

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС «ВДС»	3,82	9,59	2,38
НН ПС «ВДС»	44,56	112,17	44,56

По данным расчетам токов КЗ будет произведена проверка оборудования.

#### 4.5 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Для подстанций существуют два конструктивных исполнения распределительных устройств: открытые (ОРУ) и закрытые (ЗРУ). Устройства типа ОРУ имеют основное оборудование, расположенное на открытом воздухе,

что обеспечивает удобный доступ для наблюдения, простоту расширения и относительно низкую цену. Устройства типа ЗРУ, в свою очередь, предназначены для установки оборудования в закрытых помещениях и применяются при строительстве подстанций вблизи жилых домов и в районах Крайнего Севера. Они обеспечивают меньшую занимаемую площадь, так как расстояние между токоведущими частями в закрытых устройствах меньше, чем в открытых. В данном случае, учитывая близость строящегося микрорайона, было принято решение возвести подстанцию с закрытым распределительным устройством, типа КРУЭ – 220 кВ.

#### 4.5.1 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ и КРУ 10 кВ

Проведем проверку КРУЭ.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [24].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделе 4.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению [17]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (33)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) По номинальному току [17]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (34)$$

$$1250 \text{ А} \geq 354 \text{ А}.$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [17]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (35)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 15,18 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (36)$$

$$79 \text{ кА} \geq 36,49 \text{ кА}.$$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [17]:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{По}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a), \quad (37)$$

где  $T_a$  - постоянная затухания;

$t_{\text{с.в.}}$  - собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.}}$  - ступень селективности.

Таблица 43 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$t_{\text{с.в.}}, \text{ с}$	$t_{\text{откл.}}, \text{ с}$
ОРУ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15
ОРУ 10кВ				
2	0,05	0,01	0,03	0,08

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}} \quad (38)$$

$$B_{\text{к}} = 3,81^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 44.

Таблица 44 - Параметры выбора КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 354 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 177 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{ОТКЛНОМ}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 9,59 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 9,59 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$В_{\text{КНОМ}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} = 290 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} < В_{\text{КНОМ}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к установке на проектируемой ПС.

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

Каталожные данные для КРУ-СЭЩ-63-10 приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Параметры КРУ-СЭЩ-63-10 [13]

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	50
Электродинамическая стойкость, кА	128
Термическая стойкость, кА/с	50
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный

Сопоставление приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ [13]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 3815 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112.17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

#### 4.5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели КРУЭ обладают следующими особенностями:

- Надежная включающая и отключающая способность;
- Низкий шум;
- Самоконтроль системы;
- Не требует технического обслуживания;
- Однофазное автоматическое повторное включение.

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ – Sieyuan Electric 220 кВ.

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению [24]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (39)$$

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}.$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току [24]:

$$I_{ном} \geq I_{р.ном}, \quad (40)$$

$$1250A \geq 354A.$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности [24]:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}, \quad (41)$$

$$63 \geq 15,18A.$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (42)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05.$$

$$63 \geq 36,49A.$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ [24]:

$$B_k = 15,18^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 304 \text{кА}^2 \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \quad (43)$$

где  $t_{\text{тер}}$  - длительность протекания термического тока по каталогу

$$63^2 \cdot 3 \geq 304 \text{кА}^2 \text{с}.$$

$$11907 \geq 304 \text{кА}^2 \text{с}.$$

Результаты выбора сведем в таблицу 47.

Таблица 47 – Параметры выключателя КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 354 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 177 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 9,59 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 9,59 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 29,77 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-СЭЩ-10.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ [13]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 3815 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{yд}} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{\text{yд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{yд}} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{\text{yд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$



Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе секционного выключателя 10 кВ [13]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1908 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

#### 4.5.3 Выбор и проверка разъединителей

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

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [24].

Таблица 50 – Разъединитель КРУЭ Sieyuan Electric – 220 [14]

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max1} = 354 \text{ А}$ $I_{max2} = 177 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 40 \text{ кА}$	$i_{у} = 9,59 \text{ кА}$	$i_{у} < i_{вкл.}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{п0} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{дин}$

1	2	3
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 290 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

#### 4.5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [24].

Таблица 51 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	60 – 75
10	10

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (44)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (45)$$

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

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}; \quad (46)$$

КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{н}} = 0,068 + 0,53 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Таблица 52 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14]

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 53 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 2210$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200$ А	$I_{раб.мах} = 354$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8$ Ом (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{уд} = 9,59$ кА	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k = 290$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{Кном} > B_k$

#### 4.5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [24].

КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ.

Таблица 54 – Вторичная нагрузка ТН на ВН [14]

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$52 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$ .

Таблица 55 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120$ ВА	$S_{\Sigma} = 52$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор напряжения прошел проверку.

#### 4.5.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Принимаем жесткую ошиновку из алюминиевого сплава 1915Т с 70 мм наружным диаметром трубной шины, 64 мм внутренний диаметр трубной шины.

$$I_{доп} = 925 \text{ A};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [24]:

$$I_{maxВН} \leq I_{доп}; \quad (47)$$

$354 \leq 925$  – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости [24]:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (48)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{290 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$  – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [24]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (49)$$

$$J = \frac{3.14(70^4 - 64^4)}{64} = 39 \text{ см}^4.$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [24]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{J}; \quad (50)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{39}{8}} = 2,008 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,008} = 1,417 \text{ м}.$$

Принимаем  $l = 1,35 \text{ м}$ ;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yд}^2}{a}, \quad (51)$$

$a$  – расстояние между фазами для 110 кВ равно 2 м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9590^2}{2} = 198,7 \text{ Н / м}.$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [24]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (52)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (53)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{198,7 \cdot 6^2}{10 \cdot 1,9} = 37,65 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (54)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Таблица 56 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 354 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 290 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

#### 4.5.7 Выбор и проверка изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По

конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению [24]

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (55)$$

$$220 \leq 220.$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [24]:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}, \quad (56)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (57)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н}.$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб [24]:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (58)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (59)$$



$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11.$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 \text{ Н}.$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб.

Таблица 57 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$  – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке [24].

#### 4.5.8 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [24]. Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 58.

Таблица 58 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев КРУЭ и КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (60)$$

$$S_{рас} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 159 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 160/10/0,4.

Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к установке.

#### 4.7 Выводы

По полученным исходным данным произведен выбор трансформатора для ПС ВДС к которой будет подключаться новая нагрузка. Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации варианта 4 и 5. Для ПС ВДС произвели расчет токов к.з на шинах ПС, а также выбор и проверку оборудования ПС. Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод, что реализация предложенных вариантов позволяет подключить ПС ВДС в Свободненском районе к существующим сетям. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения. Все выбранное в данном разделе оборудования удовлетворяет условиям проверки, его принимаем к установке. Также на данном оборудовании возможно применение технологии цифровой ПС.

## 5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного раздела является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

### 5.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Расчет будет производиться по укрупненным показателям.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [62]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (61)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительных различий по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно–изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [62]:

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика–застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно–изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (62)$$

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

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$  – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [62]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (63)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии [62];

$l$  – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 10,9$ , при условии, что цены взяты за 2000 год [57].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объекта на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №4 представлены в таблице 59, для варианта №5 представлены в таблице 60.

Таблица 59 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	1374
Трансформаторы	12700
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	17000

Таблица 60 – Капиталовложения для варианта №5

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	500
Трансформаторы	12700
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	21000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №4:  $K_{\text{общ}} = 838331,592$  тыс. руб;
- вариант №5:  $K_{\text{общ}} = 888500$  тыс.руб.

По результатам расчета капиталовложений наиболее выгодным является вариант №4.

## 5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (64)$$

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

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

$I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (65)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (66)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/ кВт·ч [60].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию [62]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (67)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

$a_p$  - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов №4 и №5 приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 61.

Таблица 61 – Эксплуатационные издержки

Вариант	И <sub>э.р.</sub> , тыс.руб	И <sub>ам.рен.</sub> , тыс.руб	И <sub>Δw</sub> тыс.руб	И, тыс.руб
№1	41180	42200	5283	88670
№2	44150	44530	5202	93880

По результатам расчета эксплуатационных издержек наиболее выгодным является вариант №4.

### 5.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет, так как подстанция является вновь подключаемой.

Приведенные затраты определяются по формуле [62]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (68)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования ( $E = 0,1$ );

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – эксплуатационные издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 62.

Таблица 62 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Эксплуатационные издержки тыс. руб	Приведенные затраты тыс. руб
1	838331,592	88670	172498,39
2	888500	93880	182731,2

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №4, так как капиталовложения, эксплуатационные издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1023 тыс. руб по сравнению с вариантом №5. Выбор окончательного варианта будет произведен после расчета показателей надежности и величины ущерба.

#### 5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности

Для определения показателей надежности ПС аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для варианта 1 представлена на рисунке 22, а для варианта 2 на рисунке 23.

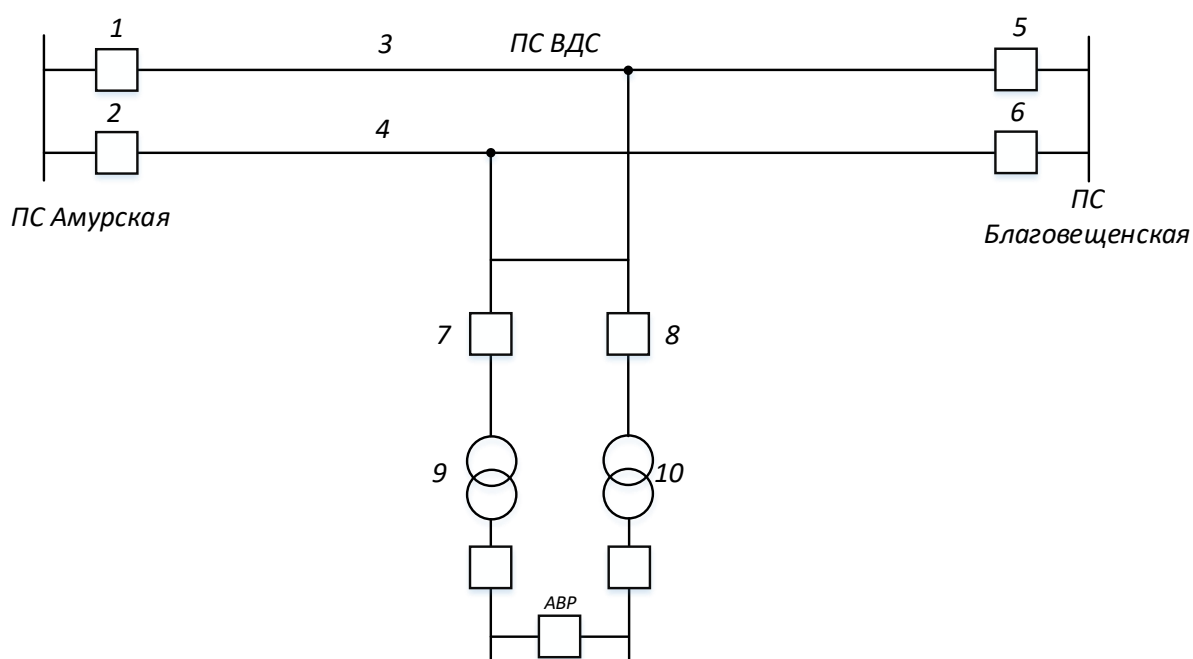


Рисунок 22 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 1



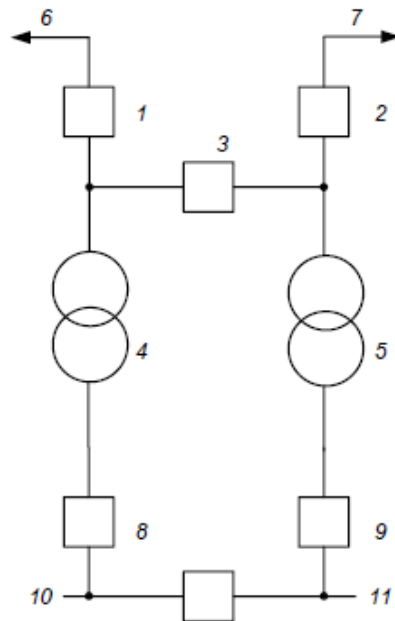


Рисунок 23 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 2

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа  $\omega$ , 1/год;
- время безотказной работы  $t_{без}$ , лет;
- время восстановления  $t_B$ , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб  $Y_0$  из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [16]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{тех.бр} \cdot t_{огр}, \quad (69)$$

где  $y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт\*ч;

$P_n$  – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$  – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$  – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [16];

$P_{техн.бр}$  – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (70)$$

где  $\sigma_{техн.бр}$  – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [16]:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (71)$$

где  $T_{ср}$  – среднее время отключения потребителя в год, ч;

$c$  – тариф на электроэнергию, равен 2,87 руб/кВт\*ч [60].

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №4 и №5 приведён в приложении Б. Результаты расчета величины ущерба для ПС ВДС представлены в таблице 63.

Таблица 63 – Расчет величины ущерба для ПС ВДС

Объект	$\omega$ , 1/год	$t_B$ , час	$t_{без}$ , лет	$y$ , кВт	$T_{ср}$ , ч	$Y$ , тыс.руб
ВДС вариант №4	0.00014	0.925	6947	141400	133.88	54330
ВДС вариант №5	0.0034	9.03	292	141800	137.42	55760

Расчет приведенных затрат с учетом ущерба:

$$Z = E \cdot K + I + Y. \quad (72)$$

Приведенные затраты для варианта 1:  $Z_1 = 226828,39$  тыс. руб.

Приведенные затраты для варианта 2:  $Z_2 = 238491,2$  тыс. руб.

По результатам расчета приведенных затрат с учетом ущерба можно сделать вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям является вариант №4, который принимается для дальнейшего расчета.

### 5.5 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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

Оценка экономической эффективности производится для варианта №4.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [49]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (73)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

$T$  – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [49]:

$$W_t = P_H \cdot T_{max} , \quad (74)$$

где  $P_H$  – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{max}$  – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 135000 \cdot 5200 = 702000 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$O_{Pt} = 702000 \cdot 0.37 = 259700 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [49]:

$$П_{6t} = O_{P_t} - I_t - K_t - Y_t, \quad (75)$$

где  $K_t$  – суммарные капиталовложения в год;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$Y_t$  – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [49]:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{6t}). \quad (76)$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $П_{чt}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $П_{6t}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [49]:

$$П_{чt} = П_{6t} - H_t. \quad (77)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом [49]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (78)$$

где  $d = 9,25\%$  – коэффициент дисконтирования;

$T_p$  – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

$t$  – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 24.

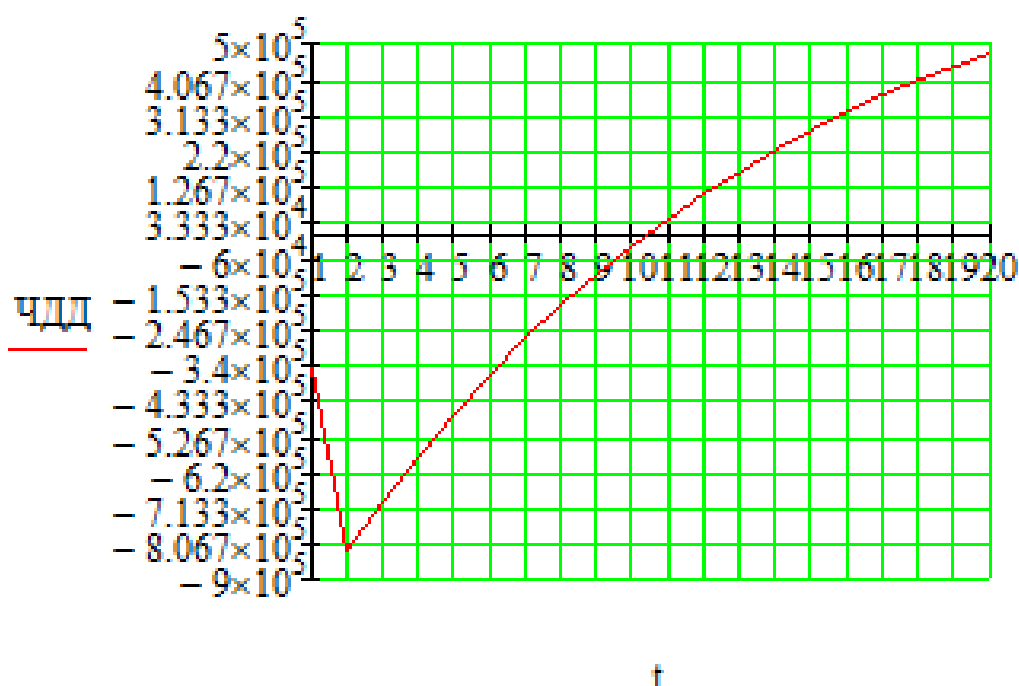


Рисунок 24 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [49]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (79)$$

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

$\mathcal{E}_t$  – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год  $t$ ;

$I_t$  – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

$H_t$  – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

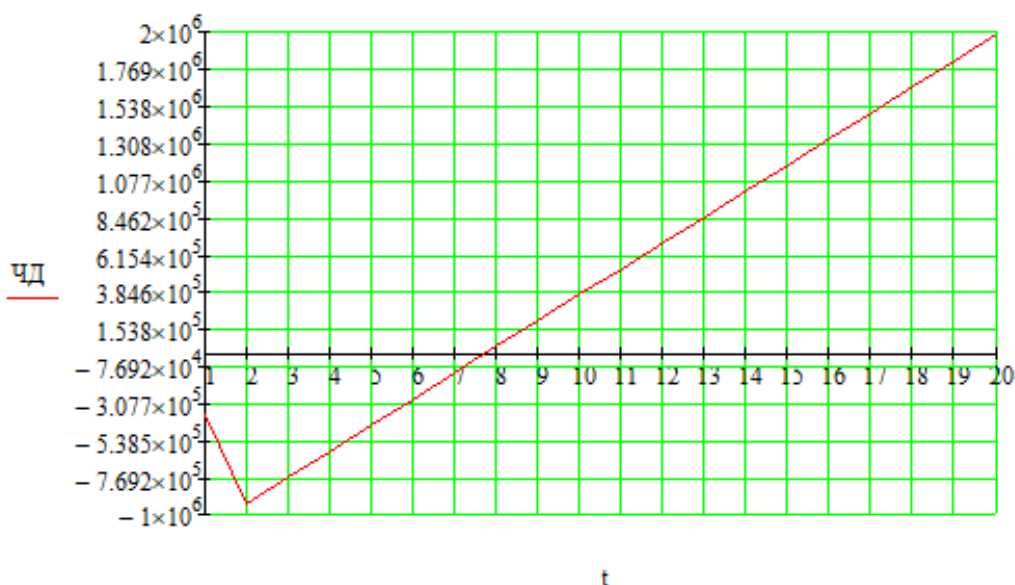


Рисунок 25 – График ЧД

Из графика ЧДД рисунка 24 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 11 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. Значение ЧД не превышает 8 лет.

## 5.6 Вывод

Из расчета капиталовложений предложенных вариантов, эксплуатационных издержек, приведенных затрат и показателей надежности с величиной ущерба можно сделать вывод, что по всем этим показателям наиболее привлекательным является вариант №4. Срок окупаемости предложенного варианта №4 при капиталовложениях в 838 миллионов руб. составит 10 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 1,57$ ). Рентабельность проекта составит 19,335 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос строительства и возможности подключения крупных потребителей в Амурской области на величину 135 МВт.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей Свободненского энергорайона, из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий. При расчете существующего режима отклонений от параметров режима не наблюдается, а по его результатам сделан вывод о наличии резервов генерирующей мощности на электрических станциях и малой загруженности электрических сетей 220 кВ Свободненского района Амурской области, что дает возможность подключения крупных потребителей к существующим сетям.

Произведен анализ инновационных технологий для применения их при развитии существующих сетей и при подключении новых потребителей. В качестве инновационных технологий предложены провода с использованием композитных материалов, но в рассматриваемых вариантах использование данной технологии не имеет целесообразности из-за подключения ПС ВДС к существующим ЛЭП. Но в данном проекте возможно применение технологии цифровой подстанции и все выбранное оборудование на ПС ВДС подходит под реализацию данной технологии.

Разработано 5 вариантов подключения нового потребителя проведя технический анализ для дальнейших расчетов выбрано 2 варианта.

Для ПС ВДС от которой будет питаться новый потребитель выбраны силовые трансформаторы. Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение. Произведен расчет токов к.з. и выбрано и проверено оборудование для внешнего электроснабжения ПС ВДС.

Определены оптимальные приведенные затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является

вариант с подключением ПС ВДС к существующим сетям на напряжение 220 кВ отпайками к двум ЛЭП 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2. Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 838 миллионов руб. составит 10 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций  $ИДД > 1$  ( $ИДД = 1,57$ ). Рентабельность проекта составит 19,335 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Алюминиевый композитный усиленный провод». Энерго– эксперт №3, 2007.
2. Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.kabel-news.ru/netcat\\_files/90/100](http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100) – 25.03.2022.
3. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
4. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
5. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: [www.yanviktor.ru/isyptaniya/opn/vybor\\_opn](http://www.yanviktor.ru/isyptaniya/opn/vybor_opn). о . (дата обращения 22.11.2022).
6. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2022).
7. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
8. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
9. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2022).

10. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.
11. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. -
12. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD5/proline.pdf> (дата обращения 22.01.2023).
13. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> - 1.03.2023
14. КРУЭ 220 кВ компании Sieyuan Electric [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://sieyuan.ru/files/kruе.pdf> - 23.02.2023
15. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>
16. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.
17. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.alstomrusal.ru/podstantsii\\_peremennogo\\_toka/kruе](http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/kruе) (дата обращения 22.01.2023)
18. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-61.html> (дата обращения 22.01.2023).

19. Крюков, К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отделение, 1979. – 312 с.

20. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа :<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>

21. Методические указания по устойчивости энергосистем СО 153-34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277. – Режим доступа :  
<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>

22. Методические указания по устойчивости энергосистем СО153 34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №277. – Режим доступа :  
<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>

23. 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.

24. Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

25. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

26. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2022 г;
27. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа :[www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK\\_INF/19\\_380.docx](http://www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx)
28. Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.
29. Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А.М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.
30. Почтаренко, Н.В. Особенности проектирования цифровой подстанции / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы XXXI научной конференции Амурского государственного университета «День науки». – 2022. - С. 80-81.
31. Почтаренко, Н.В. Сопоставительный анализ воздушных линий электропередачи по механической прочности / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – 2022. - С. 38-43.
32. Почтаренко, Н.В. Способы передачи данных на цифровой подстанции / Н.В. Почтаренко, Н.В. Савина, Д.Ф. Кустов // Материалы XXIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее». – 2022. - №4. - С. 122-124.
33. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.
34. Провода АААС-Z из алюминивно-магниевого сплава [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/download/%D0%90%D0%90%D0%90%D0%A1-Z.pdf> (дата обращения: 15.11.2022).

35. Провода АССС алюминиевые с сердечником из композитных материалов [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/images/download/katalog.pdf> (дата обращения: 15.11.2022).

36. Провода высокопрочные (АСВП) и высокотемпературные (АСВТ) [Электронный ресурс]: URL: [http://energoservise.com/files/Harakteristiki\\_Provoda\\_ACVP\\_and\\_ACVT.pdf](http://energoservise.com/files/Harakteristiki_Provoda_ACVP_and_ACVT.pdf) (дата обращения: 15.11.2022).

37. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>

38. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

39. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>

40. СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO\\_15334201182003\\_Metodicheski.html](http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html).

41. СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия. – Введ. 2017-06-04. – Москва : Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2017. – 87 с.

42. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-

220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

43. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введен 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.

44. СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

45. Савина, Н. В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами [Текст] / Н. В. Савина, Л. А. Гурина, Ю. В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление : сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635–642.

46. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

47. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

48. Савина, Н. В. Эквивалентирование активных и реактивных сопротивлений при несинусоидальных и несимметричных режимах [Текст] / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Problemy elektroenergetyki : III Miedzynarodowe seminarium. – Lodz, 2002. – P. 129–135.

49. 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.



50. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/3060.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf)

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

52. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

53. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9632.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf)

54. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9633.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf)

55. 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.

56. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.

57. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2022–2027 годов.

58. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г.

59. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

60. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 1.04.2023

61. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2022).

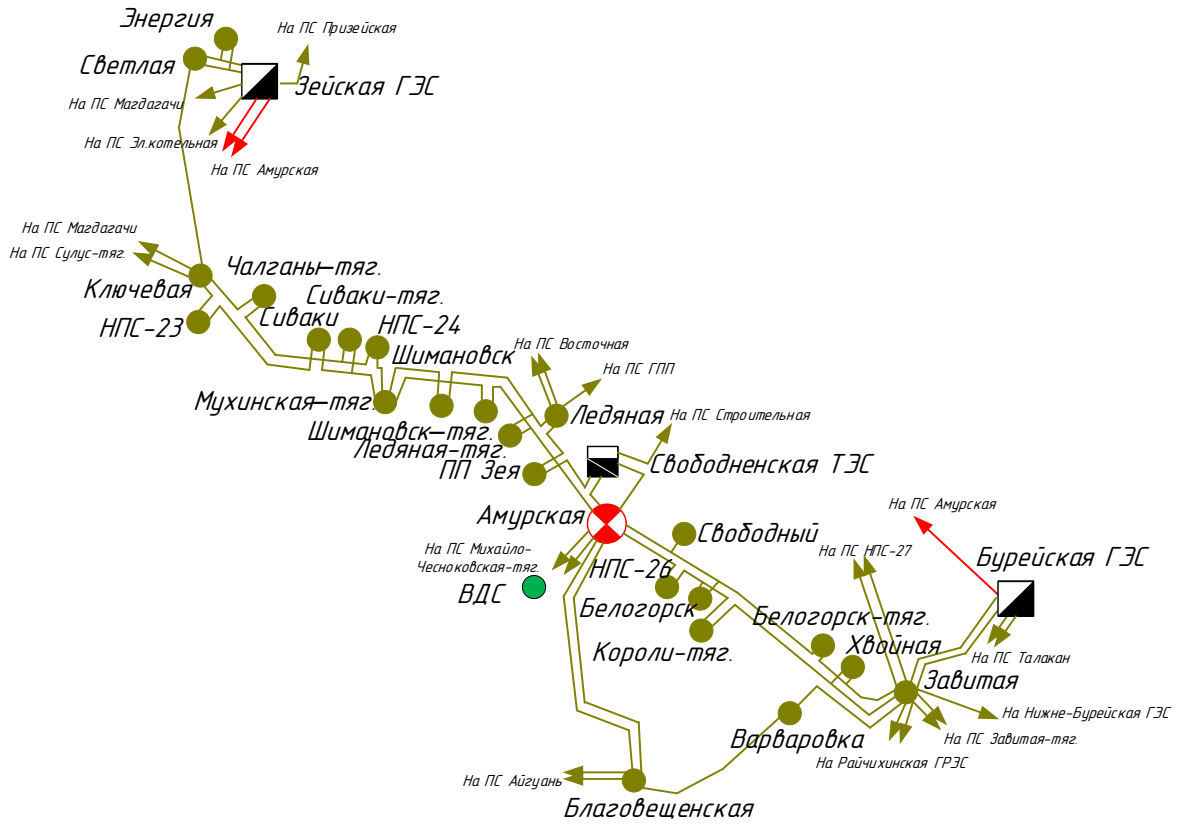
62. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

63. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9692.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf)

64. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Топологическая схема эквивалента электрической сети



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:  $\alpha_t := 1$        $\alpha_i := 1.05$        $I_{no10} := 58.92$

$K_{уд220} := 1.75$        $K_{уд10} := 1.80$        $T_{a220} := 0.3$        $T_{a10} := 0.6$        $I_{no220} := 15.189$

$$i_{уд220} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{no220} = 37.591$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{no10} = 149.986$$

$$B_{крас220} := I_{no220}^2 (1.02 + T_{a220}) = 304.532$$

$$I_{ра6220} := \frac{\sqrt{135^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0.354$$

$$I_{ра610.5} := \frac{\sqrt{135^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 6} = 1.237$$

$$B_{крас10} := I_{no10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 5.624 \times 10^3$$

$$i_{ар220} := \sqrt{2} \cdot I_{no220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a220}}} = 20.776$$

$$i_{ар10} := \sqrt{2} \cdot I_{no10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 81.948$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{ра6220} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.372 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-240/32 с длительно допустимым током 610 А.

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО  
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{эл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{эл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{эл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{2402} := 3440 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{240} := 2290 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{400} := 2500 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 0.3 \quad l_2 := 0.1$$

Вариант №1.

$$K_{эл1} := C_{240} \cdot l_1 + C_{240} \cdot l_2 = 1374 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

$$K_{\text{инф}} := 10.9$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := \left[ K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 17145.212 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{400} \cdot I_2 \cdot 2 = 500 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := \left[ K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left( \frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) \right] \cdot K_{\text{инф}} = 6.239 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат;

$K_{\text{ру}}$  - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$  - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$  - стоимость компенсирующих устройств.

$$K_{\text{пост}} := 11000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{отвзем}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 21000 = 2.1 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру2}} := 17000 = 1.7 \times 10^4$$

$$K_{1\text{тр}100} := 12700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру2}} + K_{1\text{тр}100} \cdot 2 + K_{\text{отвзем}} = 5.381 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру1}} + K_{1\text{тр}100} \cdot 2 + K_{\text{отвзем}} = 5.781 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

***Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:***

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 8.212 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 8.822 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{лс}1}) = 838331.592 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{лс}2}) = 8.885 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{3, \text{вл}} := 0.007 \quad \alpha_{3, \text{лс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{31} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{3, \text{лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}1} = 4.118 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{32} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{3, \text{лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}2} = 4.415 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{ст.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{ст.лс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}1}}{T_{\text{ст.лс}}} = 4.22 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}2}}{T_{\text{ст.лс}}} = 4.453 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в ВЛ:

$$r_{240} := 0.121 \quad \text{Ом/км}$$

$$r_{400} := 0.075 \quad \text{Ом/км}$$

$$\Delta P_{xx100} := 0.115 \quad \text{МВт}$$

$$T_{\text{год}} := 8760$$

$$\Delta W_{\text{вл1}} := 3 \cdot I_{\text{ра6220}}^2 \cdot \left( \frac{1}{1} \cdot r_{240} \cdot l_1 \right) \cdot T = 75.178$$

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := \Delta W_{\text{вл1}} = 75.178$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Delta W_{\text{вл2}} := 3 \cdot I_{\text{ра6220}}^2 \cdot \left( \frac{1}{1} \cdot r_{400} \cdot l_1 \right) \cdot T = 46.598$$

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := \Delta W_{\text{вл2}} = 46.598$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр1}} := \left[ \Delta P_{xx100} + \Delta P_{xx100} \cdot \left[ \frac{\sqrt{(135^2)}}{100} \right]^2 \right] \cdot T = 1.785 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тр}} := \Delta W_{\text{тр1}} = 1.785 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 1.86 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 1.832 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 5283.563 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 5.202 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{z1} + I_{м1} + I_{\Delta W1} = 8.867 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{z2} + I_{м2} + I_{\Delta W2} = 9.388 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 172498.39 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 182731.20522227 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1023 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

\*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3, \quad T_3 := 0.37 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5200 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 135000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{зном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{зном}} = 1.35 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.35 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.35 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 7.02 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_p) \cdot 10^{-3} = 2.597 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 4.646 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 2.133 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 5.119 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[ \frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.353 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 5.03 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.818 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.535 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{t1} := \text{ЧДД}_1 = -3.535 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -5.495 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -4.711 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{чдд}_2 := \text{чдд}_1 + \text{чдд}_2 = -8.246 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := \text{О} - \text{И} - \text{Н} = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + \text{Е}_н)^3} = 1.287 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \text{чдд}_2 + \text{чдд}_3 = -6.959 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^4} = 1.191 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \text{чдд}_3 + \text{чдд}_4 = -5.768 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^5} = 1.103 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_5 := \text{чдд}_4 + \text{чдд}_5 = -4.665 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^6} = 1.021 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_6 := \text{чдд}_5 + \text{чдд}_6 = -3.643 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^7} = 9.458 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_7 := \text{чдд}_6 + \text{чдд}_7 = -2.697 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^8} = 8.757 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_8 := \text{чдд}_7 + \text{чдд}_8 = -1.822 \times 10^5$$

$$\text{чдд}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^9} = 8.109 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_9 := \text{чдд}_8 + \text{чдд}_9 = -1.011 \times 10^5$$

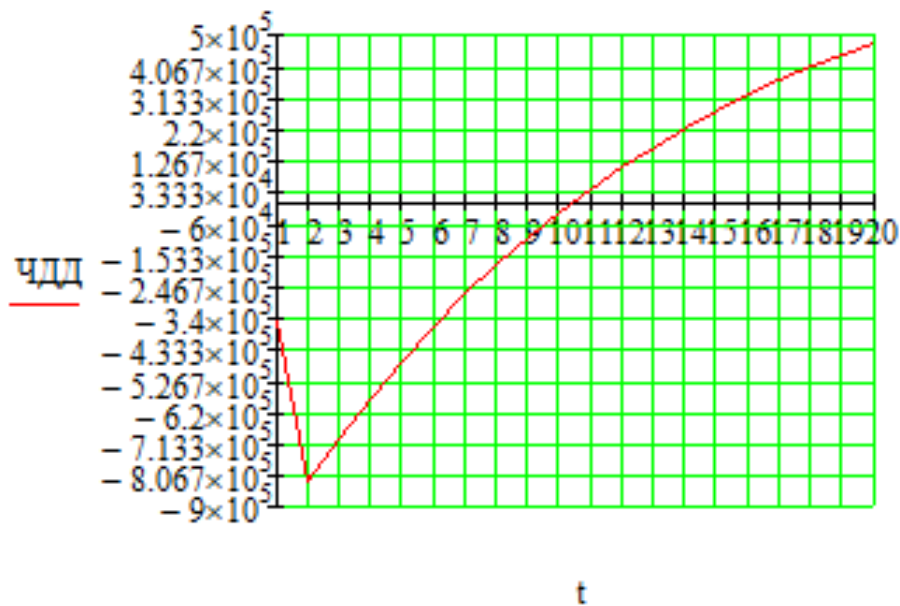
$$\text{чдд}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_н)^{10}} = 7.508 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{10} := \text{чдд}_9 + \text{чдд}_{10} = -2.6 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 6.952 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 4.352 \times 10^4$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 6.437 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.079 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 5.96 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 1.675 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 5.519 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.227 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 5.11 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 2.738 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 4.731 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 3.211 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 4.381 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 3.649 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 4.056 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 4.055 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 3.756 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 4.43 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 3.478 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 4.778 \times 10^5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.57$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

\*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 = \text{Э}_1 = -3.818 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.818 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 = \text{Э}_2 = -5.495 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -9.313 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 = \text{Э} = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -7.692 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 = \text{Э} = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -6.071 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 = \text{Э} = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

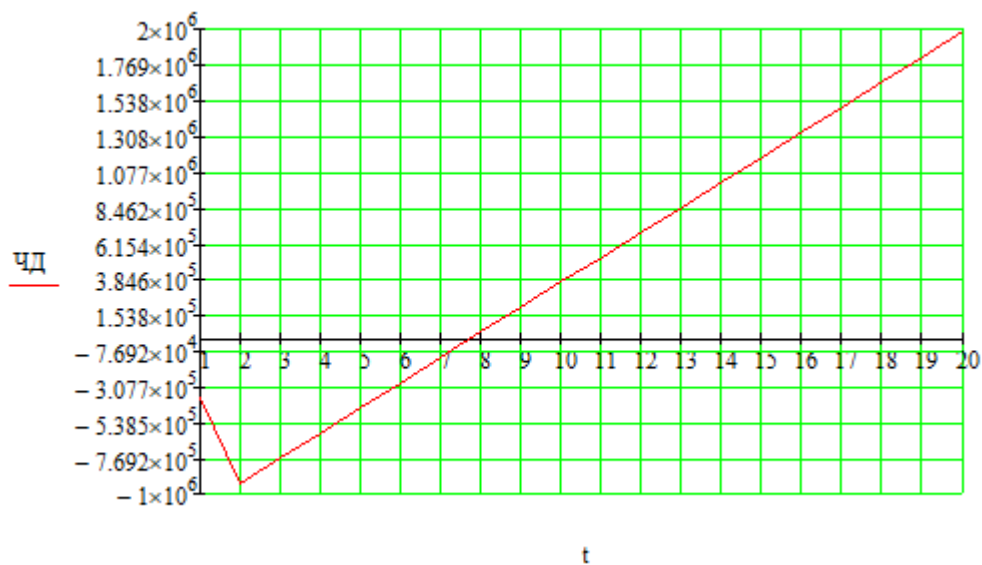
$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -4.45 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 = \text{Э} = 1.621 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -2.829 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -1.208 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 4.129 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.034 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 3.655 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 5.276 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 6.896 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 8.517 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.014 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.176 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.338 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.5 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.662 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.824 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 1.986 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 7 лет 10 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 10 лет 6 месяцев.

\*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

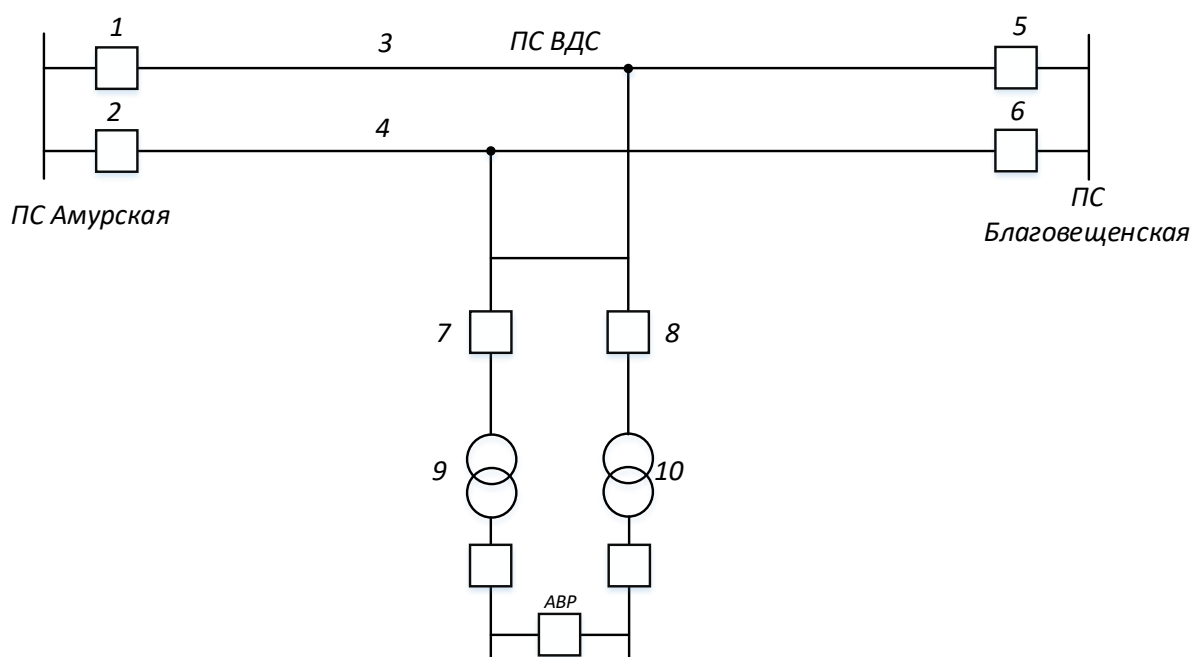
$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -45.542 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -65.542 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 19.335 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 884 миллионов руб. составит 10 лет и 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 1.57). Рентабельность проекта составит 19.335 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad



Определим показатели надежности аналитическим методом  $I_1 := 0.15$   $I_2 := 0.15$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.015 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_9 &:= 0.023 \cdot I_2 \\ \lambda_2 &:= 0.035 & \lambda_6 &:= 0.002 & \lambda_{10} &:= 0.013 \\ \lambda_3 &:= 0.002 & \lambda_7 &:= 0.002 & \lambda_{11} &:= 0.013 \\ \lambda_4 &:= 0.015 & \lambda_8 &:= 0.023 \cdot I_1 \\ t_{b1} &:= 40 \div 8760 & t_{b5} &:= 60 \div 8760 & t_{b9} &:= 11 \div 8760 \\ t_{b2} &:= 60 \div 8760 & t_{b6} &:= 30 \div 8760 & t_{b10} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b3} &:= 30 \div 8760 & t_{b7} &:= 30 \div 8760 & t_{b11} &:= 5 \div 8760 \\ t_{b4} &:= 40 \div 8760 & t_{b8} &:= 11 \div 8760 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{b1} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{b9} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{b2} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{b10} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{b3} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{b8} \end{aligned}$$

1. Определим параметры потока отказов, учитывая их преднамеренные отключения

$$\lambda_1 := \lambda_8 + \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_3 \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) = 0.056$$

$$\lambda_2 := \lambda_9 + \lambda_4 + \lambda_4 \cdot \lambda_5 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_6 \cdot (\lambda_5 + \lambda_{11}) = 0.056$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_8 + q_1 + q_1 \cdot (q_2 + q_2 + q_3) + q_3 \cdot (q_2 + q_{10}) = 7.286 \times 10^{-5}$$

$$q_2 := q_9 + q_4 + q_4 \cdot (q_5 + q_5 + q_6) + q_6 \cdot (q_5 + q_{11}) = 7.286 \times 10^{-5}$$

3 Определим среднее время восстановления каждой цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.044} \cdot 8760 = 52.875 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.044} \cdot 8760 = 52.875 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов

$$\lambda_c := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.531 \cdot 0.14 \cdot 8 + 0.531 \cdot 0.14 \cdot 8)}{8760} = 1.44 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 0.531$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 0.531$$

$$q_c := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр1}} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot (0.14 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 1.52 \times 10^{-8}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 6.947 \times 10^3 \text{ лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{bc} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 0.925 \quad \text{ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при  $\alpha$  0.1

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 731.917$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 200000 \quad P_{\text{деф}i} := 200 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{деф}i} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{0\text{вн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 135000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 5.256 \times 10^5$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{0\text{вн}} \cdot P_{\text{мак}} = 5.4 \times 10^4 \quad \text{руб}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{пс} := 135$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 121.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_{осн} \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left( Y_{осн} + \frac{Y_{ОВН}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 1.414 \times 10^8 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.ВЛ220} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.ВЛ220} := 11 \quad \omega_{ПЛ.ВЛ220} := 2.8 \quad T_{в.ПЛ.ВЛ220} := 17$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_1 \cdot T_{в.ВЛ220} + \omega_{ПЛ.ВЛ220} \cdot T_{в.ПЛ.ВЛ220} = 47.608$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.ВЛ220} \cdot I_2 \cdot T_{в.ВЛ220} + \omega_{ПЛ.ВЛ220} \cdot T_{в.ПЛ.ВЛ220} = 47.608$$

$$\omega_{0.тр220} := 0.025 \quad T_{в.тр220} := 60 \quad \omega_{тек.тр220} := 1 \quad T_{в.тек.тр220} := 30$$

$$\omega_{кап.тр220} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр220} := 330$$

$$T_{пр.тр.220} := \omega_{0.тр220} \cdot T_{в.тр220} + \omega_{тек.тр220} \cdot T_{в.тек.тр220} + \omega_{кап.тр220} \cdot T_{в.кап.тр220} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.220} = 86.28$$

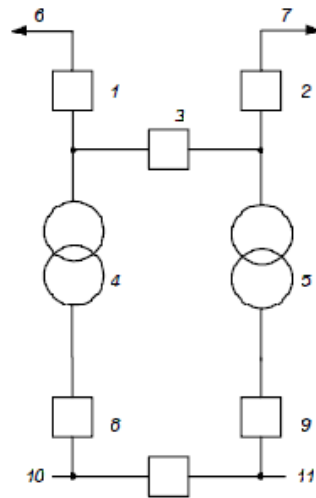
Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 133.888$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 2.87}{1000} = 5.433 \times 10^7$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad



Полное погашение ПС



$$I_1 := 5 \quad I_2 := 124$$

Определим показатели надежности аналитическим методом

$$\begin{aligned} \lambda_1 &:= 0.048 & \lambda_5 &:= 0.035 & \lambda_8 &:= 0.0137 \\ \lambda_2 &:= 0.048 & \lambda_6 &:= 0.023 \cdot I_1 = 0.115 & \lambda_9 &:= 0.0137 \\ \lambda_3 &:= 0.048 & \lambda_7 &:= 0.023 \cdot I_2 = 2.852 & \lambda_{10} &:= 0.035 \\ \lambda_4 &:= 0.035 & & & \lambda_{11} &:= 0.035 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t_{h1} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{h5} &:= 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & t_{h8} &:= 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{h2} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{h6} &:= 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{h9} &:= 15 \div 8760 = 1.712 \times 10^{-3} \\ t_{h3} &:= 10 \div 8760 = 1.142 \times 10^{-3} & t_{b7} &:= 30 \div 8760 = 3.425 \times 10^{-3} & t_{h10} &:= 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \\ t_{b4} &:= 60 \div 8760 = 6.849 \times 10^{-3} & & & t_{b11} &:= 20 \div 8760 = 2.283 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_1 &:= \lambda_1 \cdot t_{h1} = 5.479 \times 10^{-5} & q_5 &:= \lambda_5 \cdot t_{b5} = 2.397 \times 10^{-4} & q_8 &:= \lambda_8 \cdot t_{h8} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_2 &:= \lambda_2 \cdot t_{h2} = 5.479 \times 10^{-5} & q_6 &:= \lambda_6 \cdot t_{b6} = 3.938 \times 10^{-4} & q_9 &:= \lambda_9 \cdot t_{h9} = 2.346 \times 10^{-5} \\ q_3 &:= \lambda_3 \cdot t_{h3} = 5.479 \times 10^{-5} & q_7 &:= \lambda_7 \cdot t_{b7} = 9.767 \times 10^{-3} & q_{10} &:= \lambda_{10} \cdot t_{h10} = 7.991 \times 10^{-5} \\ q_4 &:= \lambda_4 \cdot t_{b4} = 2.397 \times 10^{-4} & & & q_{11} &:= \lambda_{11} \cdot t_{b11} = 7.991 \times 10^{-5} \end{aligned}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт в программе Mathcad

1. Определим параметры потока отказов

$$\lambda_1 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_6 = 0.169$$

$$\lambda_2 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 3.037$$

$$\lambda_3 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_4 + \lambda_{10}) + \lambda_8 = 0.05$$

$$\lambda_4 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.051$$

$$\lambda_5 := \lambda_1 + (\lambda_1 \cdot \lambda_6) + \lambda_4 = 0.089$$

$$\lambda_6 := \lambda_5 + \lambda_9 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_9 = 0.051$$

$$\lambda_7 := \lambda_2 + (\lambda_2 \cdot \lambda_7) + \lambda_7 = 3.037$$

$$\lambda_8 := \lambda_4 + \lambda_8 \cdot (\lambda_6 + \lambda_{11}) + \lambda_8 = 0.051$$

2. Определим вероятность отказов

$$q_1 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_6 = 4.487 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 9.822 \times 10^{-3}$$

$$q_3 := q_4 + q_8 \cdot (q_4 + q_{10}) + q_8 = 2.632 \times 10^{-4}$$

$$q_4 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.632 \times 10^{-4}$$

$$q_5 := q_1 + (q_1 \cdot q_6) + q_4 = 2.945 \times 10^{-4}$$

$$q_6 := q_5 + q_9 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_9 = 2.632 \times 10^{-4}$$

$$q_7 := q_2 + (q_2 \cdot q_7) + q_7 = 9.822 \times 10^{-3}$$

$$q_8 := q_4 + q_8 \cdot (q_6 + q_{11}) + q_8 = 2.632 \times 10^{-4}$$

3 Определим среднее время восстановления цепи

$$t_{B1} := \frac{q_1}{\lambda_1 - 0.04} \cdot 8760 = 3.735 \quad \text{ч}$$

$$t_{B2} := \frac{q_2}{\lambda_2 - 0.44} \cdot 8760 = 0.185 \quad \text{ч}$$

$$t_{B3} := \left| \frac{q_3}{\lambda_3 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 1.23 \quad \text{ч}$$

$$t_{B4} := \left| \frac{q_4}{\lambda_4 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 5.395 \quad \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$t_{B5} := \left| \frac{q_5}{\lambda_5 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 5.975 \quad \text{ч}$$

$$t_{B6} := \left| \frac{q_6}{\lambda_6 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 8.863 \quad \text{ч}$$

$$t_{B7} := \frac{q_7}{\lambda_7 - 0.44} \cdot 8760 = 32.947 \quad \text{ч}$$

$$t_{B8} := \left| \frac{q_8}{\lambda_8 - 0.44} \cdot 8760 \right| = 0.528 \quad \text{ч}$$

4. Определяем параметр потока отказов системы, состоящей из параллельных элементов

$$\lambda_a := \lambda_1 \cdot q_2 + \lambda_2 \cdot q_1 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 8.29 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_6 := \lambda_3 \cdot q_4 + \lambda_4 \cdot q_3 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 6.681 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_b := \lambda_5 \cdot q_6 + \lambda_6 \cdot q_5 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 7.004 \times 10^{-4} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_r := \lambda_7 \cdot q_8 + \lambda_8 \cdot q_7 + \frac{(0.572 \cdot 0.44 \cdot 8 + 1.054 \cdot 0.44 \cdot 8)}{8760} = 1.22 \times 10^{-3} \quad \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_c := \lambda_a + \lambda_6 + \lambda_b + \lambda_r = 3.418 \times 10^{-3}$$

5. Средняя вероятность отказа системы

$$K_{\text{пр}1} := 1 - e^{-40 \div t_{B2}} = 1$$

$$K_{\text{пр}2} := 1 - e^{-40 \div t_{B1}} = 1$$

$$K_{\text{пр}3} := 1 - e^{-40 \div t_{B4}} = 0.999$$

$$K_{\text{пр}4} := 1 - e^{-40 \div t_{B3}} = 1$$

$$K_{\text{пр}5} := 1 - e^{-40 \div t_{B6}} = 0.989$$

$$K_{\text{пр}6} := 1 - e^{-40 \div t_{B5}} = 0.999$$

$$K_{\text{пр}7} := 1 - e^{-40 \div t_{B8}} = 1$$

$$K_{\text{пр}8} := 1 - e^{-40 \div t_{B7}} = 0.703$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

$$q_a := q_1 \cdot q_2 + \frac{[K_{\text{пр}1} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_2 + K_{\text{пр}2} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_1]}{8760} = 4.704 \times 10^{-8}$$

$$q_b := q_3 \cdot q_4 + \frac{[K_{\text{пр}3} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_4 + K_{\text{пр}4} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_3]}{8760} = 1.314 \times 10^{-7}$$

$$q_v := q_5 \cdot q_6 + \frac{[K_{\text{пр}5} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_6 + K_{\text{пр}6} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_5]}{8760} = 3.471 \times 10^{-7}$$

$$q_r := q_7 \cdot q_8 + \frac{[K_{\text{пр}7} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_8 + K_{\text{пр}8} \cdot (0.44 \cdot 8) \cdot q_7]}{8760} = 2.998 \times 10^{-6}$$

$$q_c := q_a + q_b + q_v + q_r = 3.523 \times 10^{-6}$$

6. среднее время безотказной работы системы

$$T_c := \frac{1}{\lambda_c} = 292.585 \quad \text{лет}$$

7. Среднее время восстановления

$$t_{bc} := 8760 \cdot \frac{q_c}{\lambda_c} = 9.03 \quad \text{ч}$$

8. Расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0.1$

$$T_p := -\ln(1 - 0.1) \cdot T_c = 30.827$$

9. Математическое ожидание количество недоотпущенной электроэнергии

$$P_{\text{деф}} := 200000 \quad P_{\text{деф}i} := 200 \cdot 10^{-6}$$

$$W_{\text{нед}} := P_{\text{деф}} \cdot P_{\text{деф}i} \cdot 8760 = 3.504 \times 10^5 \quad \text{МВт}$$

10. Расчет ущерба

Определение годового ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю

$$Y_0 := 1.5 \quad Y_{\text{овн}} := 0.4 \quad P_{\text{мак}} := 135000$$

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} = 5.256 \times 10^5$$

Ущерб внезапности

$$Y_{\text{овн}} := Y_{\text{овн}} \cdot P_{\text{мак}} = 5.4 \times 10^4 \quad \text{руб}$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{отр}} := 1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчёт в программе Mathcad

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{\text{техн.бр}} := 0.9$$

Мощность нагрузки, МВт

$$P_{\text{ПС}} := 135$$

Технологическая броня, МВт:

$$P_{\text{техн.бр.ПС}} := P_{\text{ПС}} \cdot \sigma_{\text{техн.бр}} = 121.5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{ПС}} := Y_{\text{осн}} \cdot P_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{огр}} + \left( Y_{\text{осн}} + \frac{Y_{\text{ОВН}}}{t_{\text{огр}}} \right) \cdot P_{\text{техн.бр.ПС}} \cdot t_{\text{огр}} = 1.414 \times 10^8 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.\text{ВЛ220}} := \frac{0.5}{100} \quad T_{\text{в.вл220}} := 11 \quad \omega_{\text{пл.ВЛ220}} := 2.8 \quad T_{\text{в.пл.вл220}} := 17$$

$$T_{\text{пр.1}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_1 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 47.875$$

$$T_{\text{пр.2}} := \omega_{0.\text{ВЛ220}} \cdot I_2 \cdot T_{\text{в.вл220}} + \omega_{\text{пл.ВЛ220}} \cdot T_{\text{в.пл.вл220}} = 54.42$$

$$\omega_{0.\text{тр220}} := 0.025 \quad T_{\text{в.тр220}} := 60 \quad \omega_{\text{тек.тр220}} := 1 \quad T_{\text{в.тек.тр220}} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.тр220}} := 0.166 \quad T_{\text{в.кап.тр220}} := 330$$

$$T_{\text{пр.тр.220}} := \omega_{0.\text{тр220}} \cdot T_{\text{в.тр220}} + \omega_{\text{тек.тр220}} \cdot T_{\text{в.тек.тр220}} + \omega_{\text{кап.тр220}} \cdot T_{\text{в.кап.тр220}} = 86.28$$

$$T_{\text{пр.3}} := T_{\text{пр.тр.220}} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.ПС}} := \frac{T_{\text{пр.1}} + T_{\text{пр.2}}}{2} + T_{\text{пр.3}} = 137.428$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{ПС}} := \frac{Y_{\text{ПС}} \cdot t_{\text{пр.ПС}} \cdot 2.87}{1000} = 5.576 \times 10^7$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима**  
**Расчет нормального режима сети**

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	5,548959	242	-1400	1400	0	242	9,463892
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-341,561	515	-720	720	0	515	1,947509
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,0788	1,911991
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	360	242	-360	360	0	226,6349	1,880317
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,05552	1,911991
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1125,69	-379,56	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3252	-1,81386
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3252	-1,81386
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	226,2573	-1,82476
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,80083	-1,81386
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	225,1742	-1,3362
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	222,1514	-4,19425
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	217,1322	-7,63392
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	225,2711	-2,2632
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	224,9378	-2,1324
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	227,3181	-2,8215
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	225,8423	-2,13607
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	225,8416	-2,13569
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	226,0996	-1,97596
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	241,7607	9,239862
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	241,3616	8,823777
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	234,4022	-2,67188
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	234,3201	-2,90908
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	234,2417	-3,07312
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	233,6635	-3,19222
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	232,6546	-3,36357
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	232,4702	-3,42921
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	232,4409	-3,35016
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	229,234	-2,66549
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	229,193	-2,72917
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	230,0449	-1,38658
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	226,733	-1,89153
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	230,9799	-1,22104
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,1782	-1,99602
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,6876	-2,35394
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,8408	-2,13585
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,8473	-2,13529
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,1342	-1,92973
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,772	9,243101
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,772	9,243101
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	231,9706	-1,03466

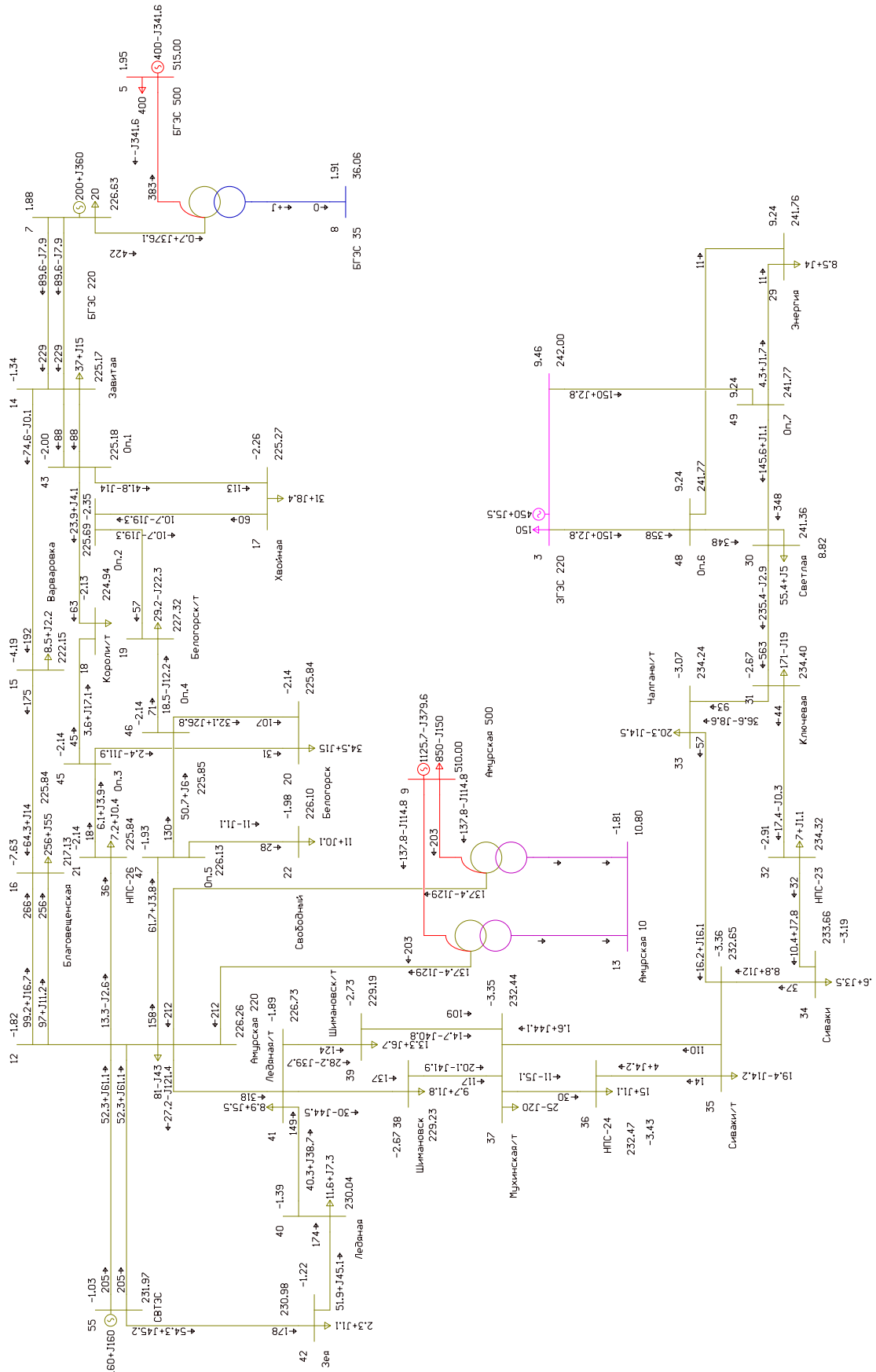




# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

### Расчет нормального режима сети

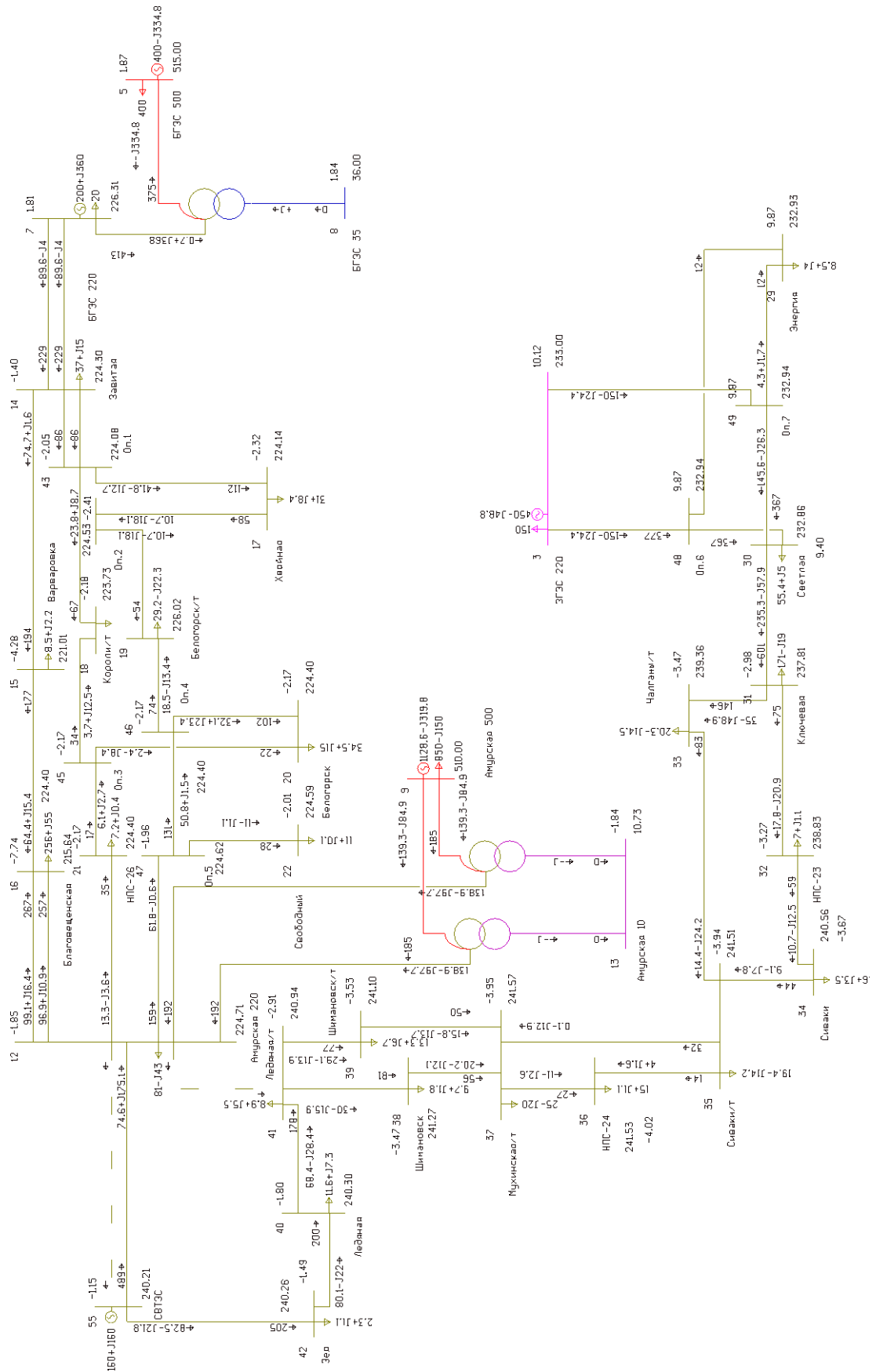


Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима  
Расчет послеаварийного режима сети

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	-48,8474	233	-1400	1400	0	233	10,11765
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-334,777	515	-720	720	0	515	1,874545
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3336	1,839778
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	360	233	-360	360	0	226,307	1,808691
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,00335	1,839778
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1128,607	-319,806	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,8206	-1,8418
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,8206	-1,8418
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	224,7144	-1,85016
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,72723	-1,8418
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	224,2967	-1,4015
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	221,0051	-4,27566
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	215,645	-7,7444
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	224,1436	-2,32156
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	223,7302	-2,18459
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	226,0151	-2,8747
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	224,4002	-2,17256
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	224,3998	-2,1722
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	224,5856	-2,0054
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	232,9281	9,866381
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	232,8604	9,399723
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	237,8127	-2,97859
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	238,8251	-3,26971
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	239,3617	-3,46734
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	240,5558	-3,67255
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	241,5085	-3,9419
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	241,5329	-4,01549
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	241,5692	-3,94629
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	241,2656	-3,47083
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	241,0955	-3,53312
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	240,3	-1,80372
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	240,9388	-2,91355
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	240,2587	-1,48857
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0795	-2,05349
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,5331	-2,41147
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3991	-2,17238
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,4047	-2,17172
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,6206	-1,95856
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,9399	9,869868
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,9399	9,869868
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	240,212	-1,1455



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима  
 Расчет послеаварийного режима сети



**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
**Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1**  
**Расчет нормального режима сети**

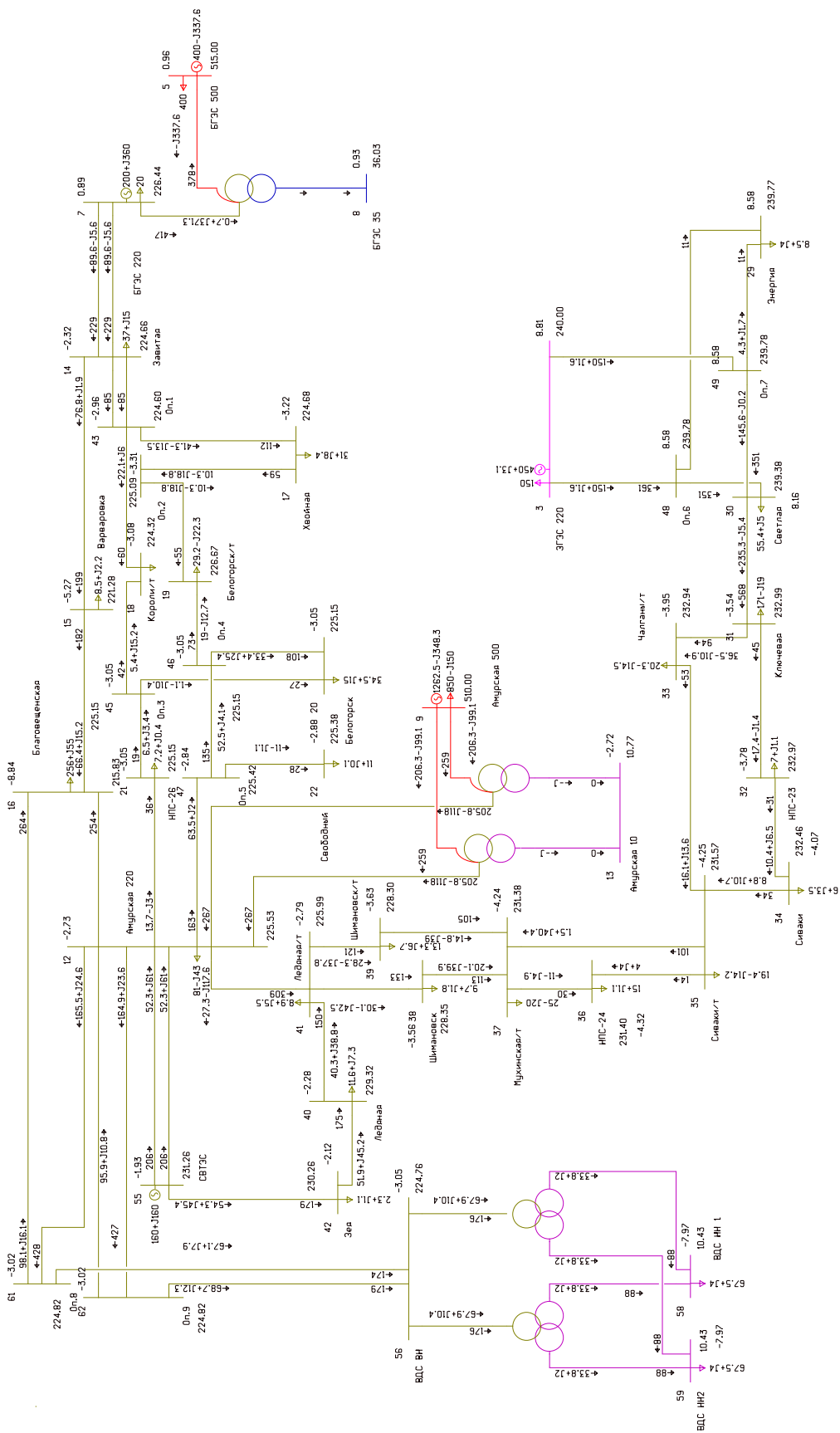
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	3,148144	240	-1400	1400	0	240	8,807033
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-337,599	515	-720	720	0	515	0,960869
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,6435	0,925796
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	360	240	-360	360	0	226,4434	0,894472
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,02505	0,925796
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1262,535	-348,253	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	512,7288	-2,71633
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	512,7288	-2,71633
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	225,5318	-2,72636
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,7673	-2,71633
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	224,6647	-2,31857
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	221,2768	-5,265
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	215,8266	-8,84009
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	224,679	-3,22022
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	224,3192	-3,07897
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	226,669	-3,75941
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	225,1483	-3,05294
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	225,1477	-3,0526
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	225,3831	-2,88242
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	239,7663	8,57885
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	239,3792	8,155024
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	232,9918	-3,53776
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	232,9714	-3,78094
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	232,9352	-3,94937
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	232,4569	-4,07468
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	231,5733	-4,25461
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	231,4006	-4,32163
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	231,3765	-4,24218
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	228,3513	-3,56202
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	228,2999	-3,6265
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	229,3208	-2,2848
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	225,9929	-2,79251
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	230,2604	-2,11833
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,5958	-2,95505
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0867	-3,30805
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,1469	-3,05278
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,1531	-3,05209
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,4179	-2,8359
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7778	8,582144
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7778	8,582144
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	231,2562	-1,93093
Нагр	56	ВДС ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7639	-3,05019
Нагр	57	ВДС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,2625	-7,9695
Нагр	58	ВДС НН 1	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,43276	-7,96509
Нагр	59	ВДС НН2	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,43276	-7,96509
Нагр	60	ВДС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,2625	-7,9695
Нагр	61	Оп.8	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,8154	-3,01818
Нагр	62	Оп.9	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,8248	-3,01799



# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

### Расчет нормального режима сети



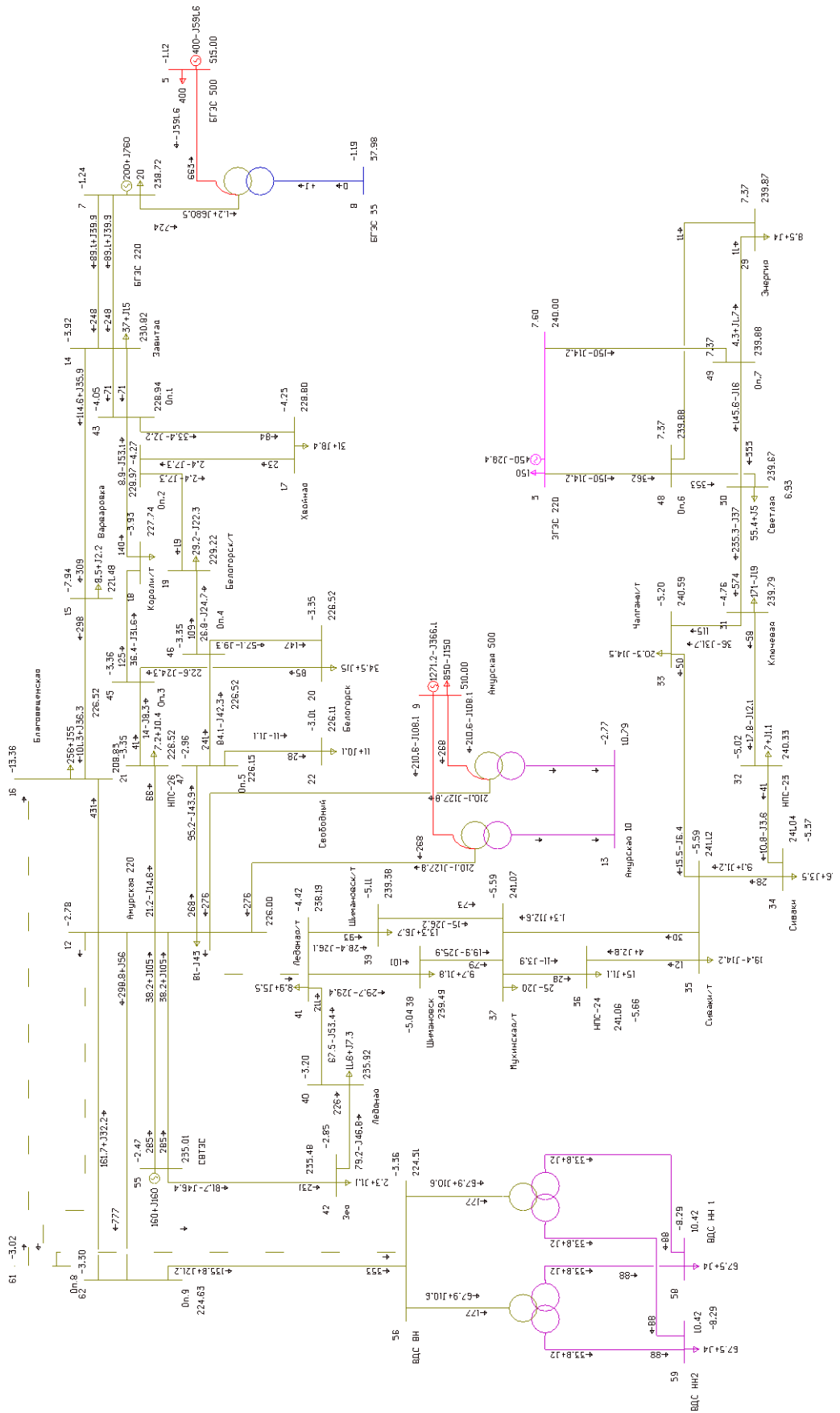
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1  
Расчет послеаварийного режима сети

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	-28,4314	240	-1400	1400	0	240	7,600266
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-591,598	515	-720	720	0	515	-1,12406
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	542,5462	-1,18531
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	760	240	-760	760	0	238,7208	-1,23698
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	37,97823	-1,18531
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1271,156	-366,106	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,7959	-2,76832
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,7959	-2,76832
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	226	-2,77914
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,78971	-2,76832
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	230,817	-3,92207
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	221,484	-7,93656
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	208,8307	-13,3568
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	228,796	-4,24931
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	227,7372	-3,93266
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	229,2207	-4,37022
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	226,5174	-3,35451
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	226,5191	-3,35497
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	226,1137	-3,00762
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	239,8658	7,366836
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	239,6727	6,933322
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	239,7855	-4,7557
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	240,3337	-5,01897
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	240,5933	-5,19795
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	241,0354	-5,36606
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	241,1244	-5,59071
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	241,0602	-5,6594
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	241,0653	-5,58812
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	239,49	-5,04497
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	239,3812	-5,10582
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	235,9213	-3,19767
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	238,195	-4,41824
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	235,4819	-2,851
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9365	-4,05415
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9715	-4,27374
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,5196	-3,35553
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,5187	-3,35249
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,1483	-2,96139
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,8772	7,370127
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,8772	7,370127
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	235,0148	-2,474
Нагр	56	ВДС ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,5143	-3,36021
Нагр	57	ВДС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,9601	-8,29212
Нагр	58	ВДС НН 1	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,41853	-8,28769
Нагр	59	ВДС НН2	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,41853	-8,28769
Нагр	60	ВДС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,9601	-8,29212
Нагр	61	Оп.8	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,01818
Нагр	62	Оп.9	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,6284	-3,29602





Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
 Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1  
 Расчет послеаварийного режима сети



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
 Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1  
 Расчет токов короткого замыкания

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
зак	1	ЗГЭС 500		500
зак	2	ЗГЭС Н1		500
зак	3	ЗГЭС 220		220
зак	4	ЗГЭС 35		35
зак	5	БГЭС 500		500
зак	6	БГЭС Н1		500
зак	7	БГЭС 220		220
зак	8	БГЭС 35		35
зак	9	Амурская 500		500
зак	10	Амурская Н1		500
зак	11	Амурская Н2		500
зак	12	Амурская 220		220
зак	13	Амурская 10		10,5
зак	14	Завитая		220
зак	15	Варваровка		220
зак	16	Благовещенская		220
зак	17	Хвойная		220
зак	18	Короли/т		220
зак	19	Белогорск/т		220
зак	20	Белогорск		220
зак	21	НПС-26		220
зак	22	Свободный		220
зак	29	Энергия		220
зак	30	Светлая		220
зак	31	Ключевая		220
зак	32	НПС-23		220
зак	33	Чалганы/т		220
зак	34	Сиваки		220
зак	35	Сиваки/т		220
зак	36	НПС-24		220
зак	37	Мухинская/т		220
зак	38	Шимановск		220
зак	39	Шимановск/т		220
зак	40	Ледяная		220
зак	41	Ледяная/т		220
зак	42	Зея		220
зак	43	Оп.1		220
зак	44	Оп.2		220
зак	45	Оп.3		220
зак	46	Оп.4		220
зак	47	Оп.5		220
зак	48	Оп.6		220
зак	49	Оп.7		220
зак	55	СВТЭС		220
зак	56	ВДС ВН		220
зак	57	ВДС Н1		220
зак	58	ВДС НН 1		10,5
зак	59	ВДС НН2		10,5



**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**  
**Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2**  
**Расчет нормального режима сети**

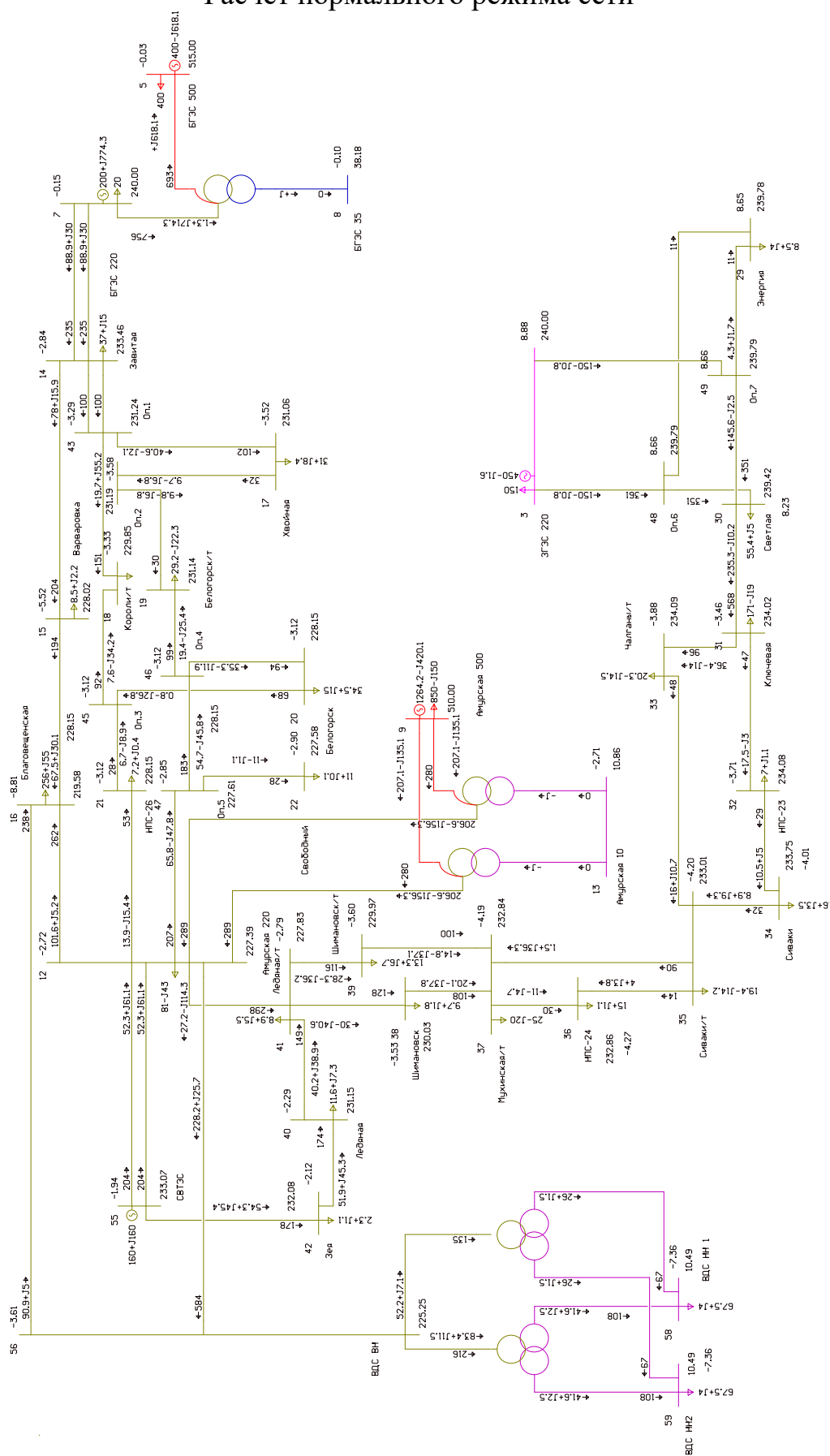
Тип	Номер	Название	U_ном	N_скн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	-1,61499	240	-1400	1400	0	240	8,881731
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-618,062	515	-720	720	0	515	-0,03397
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	545,4534	-0,09778
Ген	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	774,2763	240	-1000	1000	0	240	-0,15143
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	38,18174	-0,09778
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1264,151	-420,1	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9489	-2,70912
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9489	-2,70912
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	227,389	-2,72219
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85593	-2,70912
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	233,4551	-2,84025
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	228,0248	-5,51684
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	219,5772	-8,81044
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	231,0604	-3,51931
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	229,8543	-3,32864
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	231,1434	-3,91006
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	228,1513	-3,12395
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	228,1539	-3,12395
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	227,5753	-2,8991
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	239,7813	8,652756
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	239,4234	8,227467
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	234,0165	-3,4648
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	234,0818	-3,71121
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	234,0902	-3,88134
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	233,7507	-4,01357
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	233,0136	-4,20079
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	232,8573	-4,26809
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	232,8376	-4,18995
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	230,031	-3,53217
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	229,971	-3,59602
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	231,1456	-2,28737
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	227,8325	-2,78612
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	232,0798	-2,1237
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,2386	-3,28742
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,1852	-3,58421
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1548	-3,12427
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1513	-3,12265
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,6096	-2,85347
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7928	8,656049
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7928	8,656049
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	233,0693	-1,93939
Нагр	56	ВДС ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,252	-3,608
Нагр	57	ВДС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4698	-7,36041
Нагр	58	ВДС НН 1	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,49364	-7,35728
Нагр	59	ВДС НН2	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,49364	-7,35728
Нагр	60	ВДС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4899	-7,36049



# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

### Расчет нормального режима сети



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д  
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2  
Расчет послеаварийного режима сети

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Ген	1	ЗГЭС 500	500	0	1	0	0	0	-403,456	510	-1400	1400	0	0	8,976441
Нагр	2	ЗГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	3	ЗГЭС 220	220	0	1	150	0	450	-28,5323	242	-1400	1400	0	242	7,294538
Нагр	4	ЗГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,933476
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-659,439	515	-720	720	0	515	-2,89372
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	549,9988	-2,9615
Ген	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	200	860,7282	242	-1000	1000	0	242	-3,01823
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	38,49991	-2,9615
База	9	Амурская 500	500	0	1	850	-150	1289,3	-418,82	510	0	0	0	510	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9317	-2,87302
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9317	-2,87302
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	81	-43	0	0	0	0	0	0	227,3772	-2,88612
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85557	-2,87302
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	233,3216	-5,59606
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	224,487	-11,4514
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	-55	0	0	0	0	0	0	214,541	-19,5251
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	230,8566	-5,35683
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	229,6431	-4,85735
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	230,9485	-5,05167
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	228,0359	-3,71476
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	228,0378	-3,71598
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	227,5308	-3,18799
Нагр	29	Энергия	220	0	1	8,5	4	0	0	0	0	0	0	241,8671	7,064937
Нагр	30	Светлая	220	0	1	55,4	5	0	0	0	0	0	0	241,6757	6,638556
Нагр	31	Ключевая	220	0	1	171	-19	0	0	0	0	0	0	241,6733	-4,85932
Нагр	32	НПС-23	220	0	1	7	1,1	0	0	0	0	0	0	242,2002	-5,11824
Нагр	33	Чалганы/т	220	0	1	20,3	-14,5	0	0	0	0	0	0	242,4388	-5,29378
Нагр	34	Сиваки	220	0	1	1,6	3,5	0	0	0	0	0	0	242,8463	-5,45883
Нагр	35	Сиваки/т	220	0	1	19,4	-14,2	0	0	0	0	0	0	242,8794	-5,67841
Нагр	36	НПС-24	220	0	1	15	1,1	0	0	0	0	0	0	242,8112	-5,74596
Нагр	37	Мухинская/т	220	0	1	25	-20	0	0	0	0	0	0	242,8131	-5,67555
Нагр	38	Шимановск	220	0	1	9,7	1,8	0	0	0	0	0	0	241,1589	-5,13689
Нагр	39	Шимановск/т	220	0	1	13,3	6,7	0	0	0	0	0	0	241,0563	-5,19676
Нагр	40	Ледяная	220	0	1	11,6	7,34	0	0	0	0	0	0	237,4001	-3,30527
Нагр	41	Ледяная/т	220	0	1	8,9	5,5	0	0	0	0	0	0	239,7967	-4,51504
Нагр	42	Зея	220	0	1	2,3	1,1	0	0	0	0	0	0	236,9288	-2,9616
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0424	-5,22874
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,9826	-5,3172
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0384	-3,71691
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0369	-3,71162
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,5651	-3,14233
Нагр	48	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,8785	7,068174
Нагр	49	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	241,8785	7,068174
Ген+	55	СВТЭС	220	0	1	0	0	160	160	242	-160	160	0	236,4276	-2,58788
Нагр	56	ВДС ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	203,1384	-28,4587
Нагр	57	ВДС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2598	-33,0669
Нагр	58	ВДС НН 1	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,57787	-33,0638
Нагр	59	ВДС НН2	10,5	0	1	67,5	4	0	0	0	0	0	0	10,57787	-33,0638
Нагр	60	ВДС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2801	-33,066





# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

### Расчет послеаварийного режима сети

