

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование развития электрических сетей напряжением 500 кВ в Амурской области при подключении ПС Даурия на инновационной основе.

Исполнитель

студент группы 142-ом

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Р.С. Кочегуров

Руководитель

профессор, докт.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

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 Кочегурова Романа Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование развития электрических сетей напряжением 500 кВ в Амурской области при подключении ПС Даурия на инновационной основе.

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристика потребителей района проектирования, схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2020 – 2024 годов, нормальная однолинейная схема сети, данные контрольных замеров.

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

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, доктор техн. наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 131 стр., 25 рисунков, 53 таблиц, 6 приложений, 52 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТНАЯ СХЕМА, НАПРЯЖЕНИЕ, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, НАДЕЖНОСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, МОЩНОСТЬ, ПРИСОЕДИНЕНИЕ, РАЗРАБОТКА, ЭНЕРГОРАЙОН, ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА.

Цель данной магистерской диссертации заключается в проектировании развития электрической сети 500 кВ и 220 кВ Сковородинского района, а также исследование режимной ситуации в связи с подключением ПС 500 кВ Даурия.

Для реализации данной цели был произведен анализ современного состояния электрических сетей рассматриваемого района, а также анализ электроэнергетической системы района проектирования. Произведена разработка вариантов развития рассматриваемой электрической сети. После определения двух наиболее технически реализуемых вариантов, был произведен выбор оптимального варианта развития сети по экономическим параметрам. Произведено прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка сети. Для представленного варианта конфигурации сети произведен выбор основного оборудования, а также рассчитаны основные параметры для оценки характеристики показателей надежности.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программного комплекса RastrWin3.

Введение	7
1 Современное состояние электрических сетей Сковородинского района 220 – 500 кВ	10
1.1 Характеристика района проектирования	10
1.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети	12
1.3 Характеристика ЛЭП рассматриваемой сети	13
1.4 Анализ существующей сети	15
1.5 Анализ характерных режимов рассматриваемой сети и её параметров	21
1.6 Анализ рассматриваемой сети в послеаварийном режиме	40
2 Внедрение проекта «цифровая подстанция» на ПС Даурия 500 кВ	47
2.1 Задачи реализуемого проекта «цифровая подстанция»	47
2.2 Преимущества и недостатки проекта «цифровая подстанция»	52
3 Разработка вариантов развития электрической сети Сковородинского района	53
3.1 Прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка сети	53
3.2 Разработка схем подключения ПС Даурия	57
3.3 Технический анализ предлагаемых вариантов подключения ПС Даурия	69
3.4 Выбор сечения провода для выбранных вариантов	76
3.5 Расчет и анализ электрической сети при её развитии	78
4 Выбор оптимального варианта развития сети	95
4.1 Расчет капиталовложений для реализации вариантов проекта	96
4.2 Расчет эксплуатационных издержек при эксплуатации проектов	97
4.3 Расчет чистого дисконтированного дохода	99
5 Выбор основного оборудования ПС Даурия 500 кВ	101
5.1 Расчет токов короткого замыкания	101
5.2 Выбор автотрансформатора 500 кВ	108

5.3 Выбор выключателей 500 кВ	109
5.4 Выбор разъединителей 500 кВ	113
5.5 Выбор трансформаторов тока 500 кВ	115
5.6 Выбор трансформатора напряжения 500 кВ	117
5.7 Выбор выключателей 220 кВ	118
5.8 Выбор разъединителей 220 кВ	123
5.9 Выбор трансформаторов тока 220 кВ	125
5.10 Выбор трансформатора напряжения 220 кВ	126
6 Расчет показателей надёжности	128
Заключение	131
Библиографический список	132
Приложение А	138
Приложение Б	143
Приложение В	147
Приложение Г	153
Приложение Д	159
Приложение Е	169

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АТГ – Автотрансформаторная группа

УШР – Управляемый шунтирующий ректор

ЛЭП - Линия электропередачи

ПС - Электрическая подстанция

ОРУ - Открытое распределительное устройство

ГЭС - Гидроэлектростанция

РУ - Распределительное устройство

ПО – Программное обеспечение

ПП – Переключательный пункт

ПВК – Программно-вычислительный комплекс

ЧДД - Чистый дисконтированный доход

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование развития электрических сетей напряжением 500 кВ является важным этапом развития энергетической инфраструктуры страны. Разработка и реализация проектов позволяют обеспечить надежную и устойчивую работу электрических сетей, а также увеличить объемы передаваемой электроэнергии.

Для написания магистерской диссертации была выбрана тема: «Проектирование развития электрических сетей напряжением 500 кВ в Амурской области при подключении ПС Даурия на инновационной основе».

Актуальность данной темы выражается, в необходимости снабжения рассматриваемой электрической сети дополнительными центрами питания в связи с снижением пропускной способности контролируемого сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго» и обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «Россети».

Новизна данной темы заключается в применении инновационных технологий, основанных на концепции «цифровая подстанция». Для обеспечения более надежной, экономически выгодной и безопасной электроэнергетической системы, была рассмотрена инновационная технологическая платформа - интеллектуальная электрическая сеть с использованием активно-адаптивных элементов. Электрические сети могут контролировать состояние процесса электроснабжения. Новые активные элементы позволяют регулировать параметры сети, обеспечивать достаточную пропускную способность линий и обеспечивать надлежащее качество поставляемой электроэнергии.

Практическая значимость темы заключается в развитии сетей 500 кВ Амурской области, а также введении дополнительного центра питания для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка сети.

**Объект исследования** - электрические сети Сковородинского района в Амурской области.

**Предмет исследования** - развитие сетей Сковородинского района при подключении к электросети ПС Даурия 500 кВ, с использованием инновационного оборудования.

**Цель исследования** - проектирование развития электрической сети 500 кВ и 220 кВ Сковородинского района, исследование режимной ситуации в связи с подключением ПС 500 кВ Даурия.

Для выполнения магистерской работы были поставлены следующие задачи:

- Выявление проблемных участков сети, путем структурного анализа схемно-режимной ситуации;
- Внедрение проекта «цифровая подстанция» к рассматриваемой подстанции;
- Выбор оптимального варианта развития рассматриваемой сети на основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов развития;
- Выбор основного оборудования вводимой подстанции на основе расчетов токов короткого замыкания;

Методы, используемые при решении поставленных задач:

- Моделирование рассматриваемой сети в программном комплексе;
- Режимный анализ электрической сети;
- Структурный анализ электрической сети.

При проектировании развития рассматриваемой электрической сети использовались материалы о, характеристиках потребителей района проектирования, информация о топологическом размещении подстанций и их контрольные замеры, схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2020 – 2024 годов, однолинейная схема сети рассматриваемого участка.

На основании данных материалов, в магистерской диссертации выполнено:



- Расчет показателей надежности рассматриваемого участка сети;
- Предоставлена характеристика источников питания, района проектирования;
- Произведен анализ действующей электроэнергетической системы района проектирования;
- Проведено моделирование электрических режимов в программном комплексе RastrWin3, учитывая прогнозирование нагрузки. Обнаружены уязвимые места в структуре электрической системы в случае аварийного и нормального режимов работы сети;
- Предложено несколько технических вариантов развития сети, из которых, согласно предварительному анализу, было выбрано два технически реализуемых;
- Выбрано первичное оборудование, устанавливаемое в выбранном варианте конфигурации сети;
- На основании технико-экономического расчета определен вариант реализации конфигурации сети;
- Произведен расчет токов КЗ на шинах проектируемой подстанции;
- Произведен расчет надежности представленной конфигурации сети.

Научная новизна магистерской диссертации заключается в обоснованном выборе инновационных технологий, представленных проектом «цифровая подстанция» и их адаптация к действующей сети.

Практическая значимость заключается в применении полученных результатов к действующей энергосистеме Амурской области.

В рамках магистерского исследования, применено следующее программное обеспечение: RastrWin3, ПО Microsoft: Excel, Office, Visio.

Опубликована статья на тему «Регулирование напряжения: новые подходы и возможности» в научном журнале «Современная школа России. Вопросы модернизации» №9, 2021г. Опубликована статья на тему «Теоретическая реализация интеллектуальных электрических сетей» в научном журнале «Вестник магистратуры» №6, 2023г.

# 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА 220 – 500 КВ

Для того, чтобы оценить возможность переноса присоединений с ПС Сквородино на ПС Даурия, необходимо произвести анализ района проектирования.

Произведен анализ рассматриваемого района электрической сети 220 - 500 кВ. Рассмотрена конфигурация схемы присоединения, а также состояние установленного оборудования в исследуемом участке сети.

Для проведения структурного анализа рассматриваемой сети решаются следующие задачи:

- Приводится характеристика района проектирования, источников питания, ЛЭП;
- Рассматривается структурный анализ существующих сетей для выявления проблемных участков.

Расчет технических параметров линий, подстанций и оборудования электрических сетей позволит оценить их работоспособность, надежность и эффективность в работе. Это позволяет проанализировать оптимизацию процесса передачи электроэнергии, возможность сокращения потерь электроэнергии, а также оценить качество электроснабжения.

## **1.1 Характеристика района проектирования**

Инженерно-геологические исследования для стадии анализирования выполняются с целью получения предварительных данных об инженерно-геологических условиях территории планируемого строительства для принятия основных проектных решений, выбора типов фундаментов, оценки возможных опасных инженерно-геологических процессов и получения исходных данных для разработки схемы инженерной защиты. Для решений поставленных задач проводится изучение фондовых материалов.

Площадка реконструируемой ПС 500 кВ Даурия в административном отношении расположена на западе Амурской области, на южной окраине города Сковородино.

В районе размещения проектируемой ПС 500кВ Даурия дорожная сеть развита слабо, имеются плохо проходимые лесные проезды.

Согласно физико-географическому районированию территория Сковородинского района относится к Алдано-Амурскому междуречью и представлена отрогами хребта Янкан. В среднем высоты хребта Янкан составляют 900-1000 метров, понижаясь в сторону Амура до 350-400 метров. Район проектируемой линии 500 кВ, а также строительства ПС Даурия расположен в верхнем течении ручья Рассыпной, являющимся притоком р. Большой Невер. Рельеф участка работ всхолмленный. Отметки высот колеблются от 600 до 650 метров. В пределах рассматриваемой площадки и на прилегающей территории признаков активных тектонических разломов не наблюдаются. Теплый сезон длится 3,8 месяца, с 18 мая по 12 сентября, с максимальной среднесуточной температурой выше 15 °С. Самый жаркий месяц в году в Сковородино - июль, со средним температурным максимумом 24 °С и минимумом 13 °С. Холодный сезон длится 3,3 месяца, с 18 ноября по 27 февраля, с минимальной среднесуточной температурой ниже -14 °С. Самый холодный месяц в году в Сковородино - январь, со средним температурным максимумом - 33 °С и минимумом -23 °С.

По картам климатического районирования территории РФ:

- III ветровой район, максимальная скорость ветра составляет 2,8 м/с;
- II район - Толщина стенки гололеда;
- Средняя температура воздуха: -3,8 °С;
- Длительность гроз в часах - от 40 до 60;
- Относительная влажность воздуха: 70,0 %.

Местоположение выбрано с учетом возможности перевода всех существующих ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Сковородино и перспективных ВЛ 220 кВ, подключаемых к ПС 500 кВ Даурия.

Вывод: всё открыто устанавливаемое оборудование принимается в исполнении для холодного климата и с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе либо в здании «ХЛ1».

## 1.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети

На данный момент источником питания рассматриваемого участка сети по стороне 220 кВ является Зейская ГЭС.

Зейская ГЭС 500/220/110/10 кВ. «Схема РУ 500 кВ - «Полуторная схема» (Схема 17). Схема РУ 220 кВ - «Одна рабочая секционированная и обходная система шин с секционной связью через два обходных выключателя» (Схема 12).» Электрическая схема Зейской ГЭС осуществляет функционирование энергосистемы Амурской области. Схема РУ 500 – 220 кВ Зейской ГЭС приведена на рисунке 1.

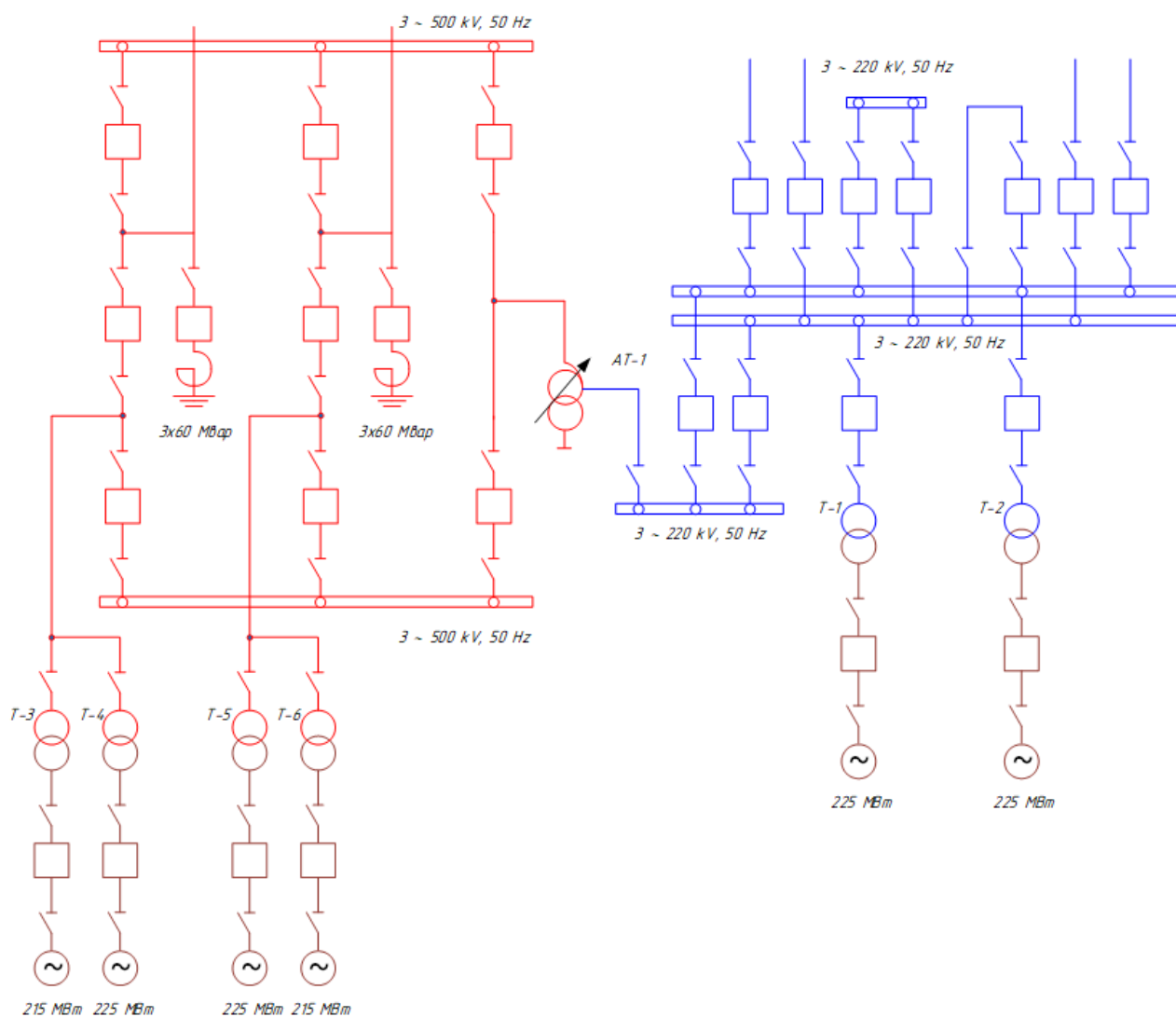


Рисунок 1 – Схема РУ 500 - 220 кВ Зейской ГЭС.

Энергосистема имеет 6 гидрогенераторов суммарной мощностью 1330 МВт, марки СВ-1130/220-44УХЛ4. Напряжение на стороне генераторов составляет: 15,75 кВ. Главная электрическая схема ГЭС представлена следующим образом: гидрогенераторы соединены в блоки с повышающими трансформаторами. Для гидрогенераторов № 1 и № 2 повышающими трансформаторами являются ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ. Для гидрогенераторов № 3, № 4, № 5, № 6 повышающими трансформаторами являются ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжение 500 кВ.

### 1.3 Характеристика ЛЭП рассматриваемой сети

Рассмотрим характеристику воздушных линий рассматриваемого участка сети. Характеристики линии представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика ЛЭП рассматриваемого района.

Наименование линии	Марка провода - сеч., мм <sup>2</sup>	Длина, км	Длительно допустимый ток, А
1	2	3	4
Сковородино - Тында № 1	АС – 300/39	155,2	680
Сковородино - Тында № 2	АС – 300/39	155,2	680
Сковородино - БАМ/т	АС – 300/39	23,9	680
Сковородино - Уруша/т	АС – 300/39	73,5	680
Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	АС – 300/39	113,2	680
Ульручы/т – Сковородино	АС – 240/39	29,9	610
Сковородино – Сковородино/т I цепь	АС – 240/39	5,3	610
Сковородино – Сковородино/т II цепь	АС – 240/39	5,3	610

1	2	3	4
Тында - Дипкун	АС – 300/39	149,3	680
Дипкун - Тутаул	АС – 300/39	50,0	680
Призейская – Тутаул	АС – 300/39	93,1	680
Зейская ГЭС - Призейская	АС – 300/39	187,0	680
Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС – 300/39	10,2	680
Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС – 300/39	10,2	680
Светлая - Ключевая	АС – 300/39	112,3	680
Ключевая - Магдагачи	АС – 300/39	50,0	680
Ключевая - Сулус/т	АС – 240/39	17,4	610
Сулус/т - Магдагачи	АС – 240/39	29,9	610
Магдагачи - Гонжа/т	АС – 300/39	35,9	680
Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	АС – 240/39	121,8	610
Зейская ГЭС – Магдагачи	АС – 400/64	129,39	860
Светлая - Энергия	АС – 300/39	5,9	680
Светлая - Энергия	АС – 300/39	5,9	680
Отпайка от ВЛ Магдагачи – Ульручы/т – Талдан/т	АС – 300/39	0,78	680
Отпайка от ВЛ Гонжа/т – Сковородино – Талдан/т	АС – 300/39	0,78	680
Зейская ГЭС – Амурская №1	3хАС-330/43	360	815(х3)
Зейская ГЭС – Амурская №2	3хАС-330/43	356,1	815(х3)

## 1.4 Анализ существующей сети

Анализ электрических сетей проводится с учетом исследования топологии сети, разработки графа рассматриваемого участка, сбора информации по параметрам оборудования, разбор «принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций» [40], сбор информации по актуальным мощностям и потребляемым нагрузкам. Произведен выбор эквивалента рассматриваемого участка сети. На рисунке 2 представлена топология выбранного эквивалента.

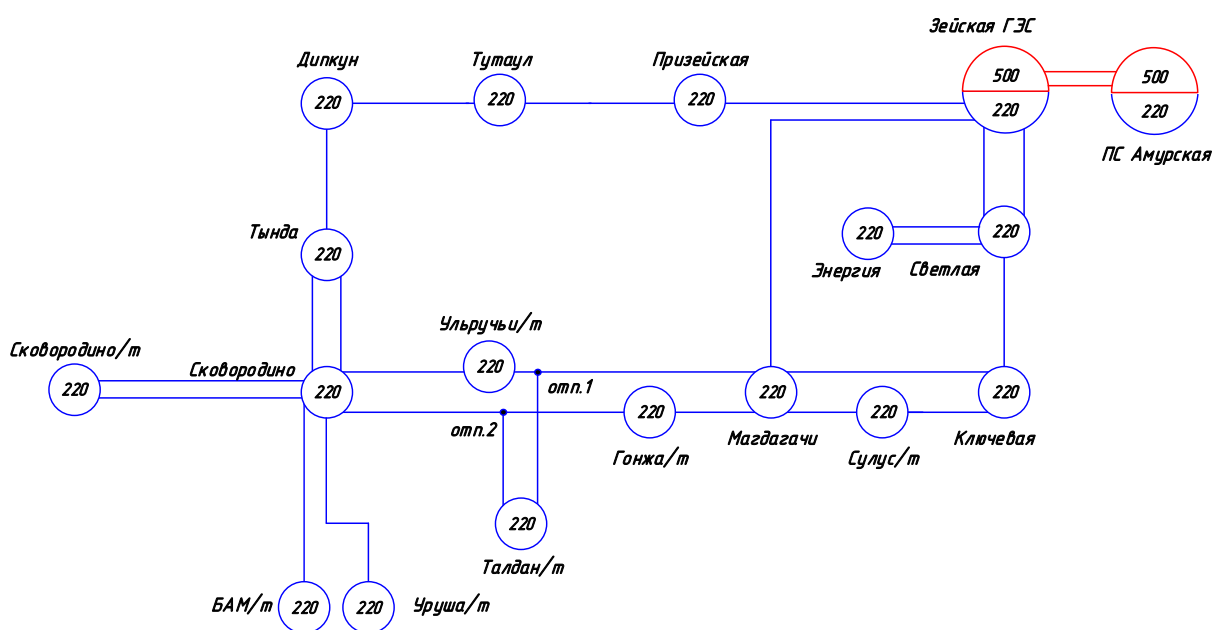


Рисунок 2 - граф рассматриваемого участка сети.

Анализ существующих электрических сетей позволит определить уровень надежности и эффективности рассматриваемой энергосистемы, а также выявить проблемные области для последующего решения задач по их устранению и повышению эффективности работы электрооборудования подстанции и энергосистемы в целом.

Топология рассматриваемой сети является смешанной. В основном данная сеть представлена узловыми подстанциями. Также, рассматриваемый граф содержит в себе линии, к которым присоединены отпаечные подстанции.

Представленный район содержит 17 подстанций.

Назначением каждой из ПС и ее «местоположением» в электрической сети определяется тип схемы электрических соединений подстанций. [40]

ПС Магдагачи 220/110/10 кВ. «Схема РУ 220 кВ – «Одна рабочая секционированная и обходная система шин с секционной связью через два обходных выключателя» (Схема 12).»

ПС Светлая 220/110/10 кВ. «Схема РУ 220 кВ – «Две рабочие и обходная системы шин» (Схема 13Н).»

ПС БАМ/т 220/35 кВ. «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»

ПС Уруша/т 220/35 кВ. «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»

ПС Сквородино/т 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (Схема 5Н).»

ПС Ульручи/т 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»

ПС Талдан/т 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (Схема 5Н).»

ПС Гонжа/т 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»

ПС Ключевая 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Одна рабочая секционированная и обходная система шин с секционной связью через два обходных выключателя» (Схема 12).»

ПС Сулус/т 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»



ПС Энергия 220/35 кВ «Схема РУ 220 кВ – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (Схема 5АН).»

ПС Сквородино 220/110/10 кВ. «Схема РУ 220 кВ выполнена по схеме No 220-12 «одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» (Схема 12).» Ошиновка в ОРУ-220 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами одинакового сечения АС-300/39. Компоновка ОРУ-220 кВ выполнена на пространственных металлических и железобетонных конструкциях с однорядным расположением выключателей.

ПС Амурская 500/220/35/10 кВ. «Схема РУ 500 кВ выполнена по нетиповой схеме и реализована на базе схемы 15 «Трансформаторы-шины с присоединением линии через 2 выключателя»», «Схема РУ 220 кВ – «Две рабочие и обходная системы шин» (Схема 13Н).»

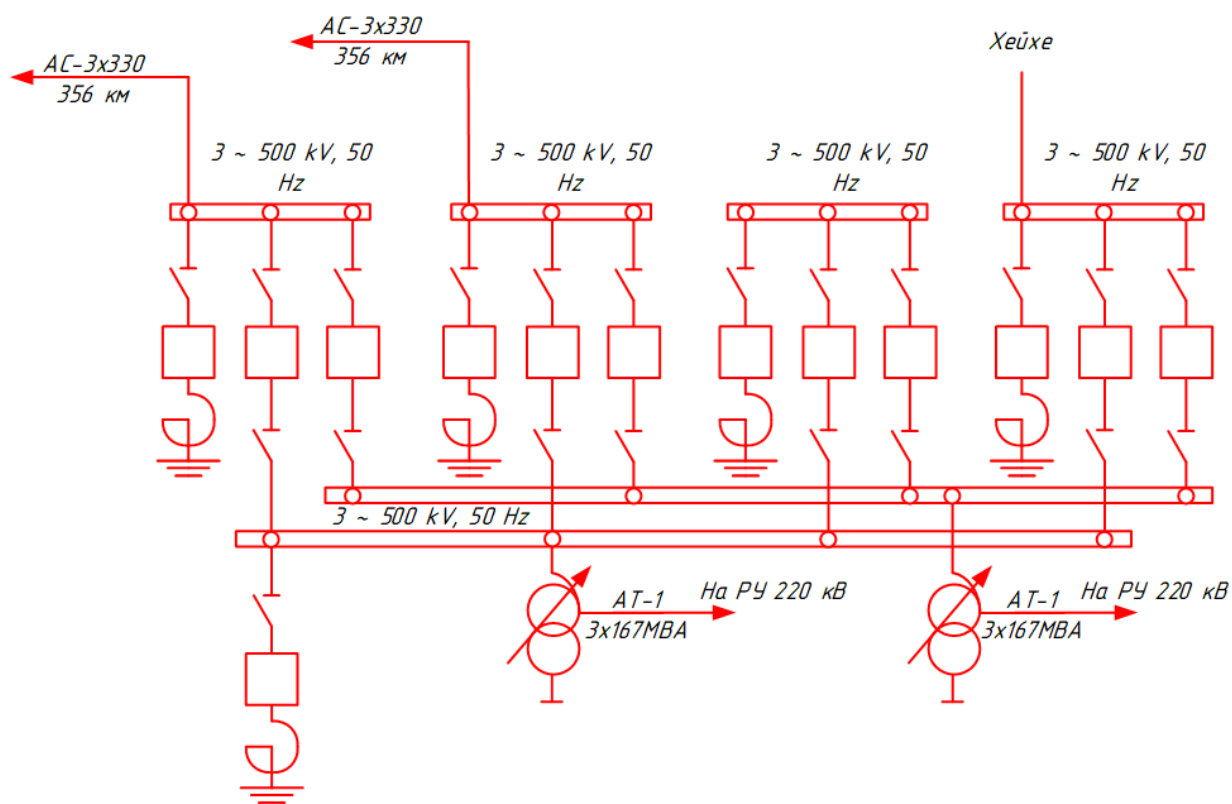


Рисунок 3 – Схема РУ 500 кВ ПС Амурская.

Проанализируем трансформаторы, установленные на рассматриваемых подстанциях.

Таблица 2 – Трансформаторы на рассматриваемых подстанциях

Подстанция	Трансформатор	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы
1	2	3	4
ПС Светлая 220 кВ	АТДЦТН- 63000/220/110/35	1989 г.	25 лет
	АТДЦТН- 63000/220/110/35	1990 г.	25 лет
	ТДТНГУ- 20000/220/35/10	1970 г.	25 лет
	ТДТНГ- 20000/220/35/10	1970 г.	25 лет
ПС Энергия 220 кВ	ТДТН- 40000/220-70 У1	1983 г.	30 лет
	ТДТН- 40000/220-70 У1	1983 г.	30 лет
ПС Ключевая 220 кВ	ТДТН- 25000/220/35/10 УХЛ1	2010 г.	25 лет
	ТДТН- 25000/220/35/10 ВМУХЛ1	2017 г.	25 лет
ПС Магдагачи 220 кВ	ТДТН-25000/220	1977 г.	25 лет
	ТДТНЖ- 40000/220-81У1	1988 г.	40 лет
	ТДТНЖ- 40000/220-81У1	1988 г.	40 лет

1	2	3	4
ПС Сковородино 220 кВ	АТДЦТГН- 63000/220/110- 78 У1	1977 г.	25 лет
	АТДЦТГН- 63000/220/110- 78 У1	1981 г.	25 лет
	ТДТН- 25000/110/35/10	1978 г.	25 лет
	ТДТН- 25000/110/35/10	1977 г.	25 лет
ПС Тында 220 кВ	ТДТН- 40000/110-УХЛ1	2012 г.	25 лет
	ТДТН- 40000/110-УХЛ1	2012 г.	25 лет
	АТДЦТГН- 63000/220/110- УХЛ1	2012 г.	30 лет
	АТДЦТГН-63000- 220/110-УХЛ1	1982 г.	25 лет
ПС Дипкун 220 кВ	ТДТН- 25000/220/35/10- 70У1	1982 г.	30 лет
	ТДТН- 25000/220/35/10- 70У1	1982 г.	30 лет

1	2	3	4
ПС Тутаул 220 кВ	ТДТН- 25000\220-У1	1988 г.	25 лет
	ТДТН- 25000\220-70У1	1987 г.	25 лет
ПС Призейская 220 кВ	ТДТН- 25000\220-70 У1	1984 г.	25 лет
	ТДТН- 25000\220-70 У1	1985 г.	25 лет
ПС Амурская 500 кВ	АОДЦТН- 167000/500/220- 75 У1	1979 г.	25 лет
	АОДЦТН- 167000/500/220- 75 У1	1979 г.	25 лет
	АТДЦТН- 63000/220/110/35 75У1	1978 г.	25 лет
	АТДЦТН- 63000/220/110/35 78У1	1984 г.	25 лет

В системе присутствуют управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Они представляют собой электромагнитные устройства, которые используются для компенсации реактивной мощности в электрических системах. УШР позволяют уменьшить потери электроэнергии и повысить эффективность работы электросетей. Управляемые шунтирующие реакторы для рассматриваемой сети подключены к шинам подстанции. Их использование позволяет снизить перенапряжения в линиях, путем компенсации реактивной мощности, что

повышает надежность и продлевает срок службы энергосистемы. УШР в рассматриваемой энергосистеме представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Подстанции с установленными УШР

Подстанция	Установленный УШР	Номинальная мощность УШР (Мвар)	Год установки
ПС Призейская	РТДУ-100000/220 УХЛ1	100	2018 г.
ПС Тында	РТДУ-100000/220- УХЛ1	100	2015 г.
ПС Сковородино	РТУ-100000/220 У1	100	1996 г.
ПС Амурская	РОДЦ-60000/500-У1	60	1990 г.
	РОДУ-60000/500- УХЛ1	60	2011 г.
	РОМ-60000/500	60	2012 г.
	РОМ-60000/500	60	2013 г.

Из представленной характеристики установленных трансформаторов можно сделать вывод о том, что большинство трансформаторов выработало свой установленный заводом изготовителем срок службы. Исключениями являются только два трансформатора ТДТНЖ-40000/220-81У1 установленные на ПС Магдагачи 220 кВ, а также два трансформатора ТДТН-40000/110-УХЛ1 и трансформатор АДЦТН-63000/220/110-УХЛ1 установленные на ПС Тында 220 кВ.

### 1.5 Анализ характерных режимов рассматриваемой сети и её параметров

Для продолжения разработки необходимо провести анализ схемы и режимов работы электрической сети, к которой будет подключаться проектируемая подстанция. Задача заключается в описании состояния

энергосистемы в данном районе, чтобы рассмотреть её до начала проектирования и последующего развития.

Для того, чтобы выполнить данный анализ, необходимо рассмотреть два характерных режима нагрузки. Такими режимами являются зимний и летний периоды, с максимальным нагрузочными параметрами, приходящимися на оборудование подстанции, а именно активная, реактивная и токовая нагрузка трансформаторов и ЛЭП.

Нагрузки для данного оборудования взяты согласно ведомостям, зимнего и летнего контрольного замера 2022 года (нагрузки получены в филиале ПАО «РОССЕТИ» Амурское ПМЭС) и предоставлены в таблицах.

Таблица 4 – Нагрузка линий электропередачи, согласно ведомостям, рассматриваемого района в зимний период

Наименование ВЛ	P, МВт	Q, МВАр	I, А
1	2	3	4
Сковородино – Тында № 1	44,1	-70,2	173,0
Сковородино – Тында № 2	29,2	-51,2	131,0
Сковородино – БАМ/т	66,6	57,6	232,3
Сковородино – Уруша/т	47,6	34,2	143,0
Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	-117,0	16,5	300,0
Ульручы/т – Сковородино	-102,3	31,9	256,0
Сковородино – Сковородино/т I цепь	9,1	8,9	40,7
Сковородино – Сковородино/т II цепь	9,2	8,9	41,2
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1	-30,0	-27,8	98,8
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2	-44,5	37,7	130,4
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	-77,3	-15,3	192,5
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	97,5	16,4	231,0
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	-99,6	-16,4	230,0
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	82,6	-23,7	210,9

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	-84,8	22,1	203,6
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	-123,8	-15,6	286,2
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	86,3	-35,0	216,3
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	-119,6	-17,4	266,8
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	-120,6	-17,0	265,4
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	171,0	21,1	376,2
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	65,0	-12,0	162,0
ВЛ 220 кВ Ключевая - Сулус/т	142,0	27,0	361,2
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	-163,0	-34,0	450,0
ВЛ 220 кВ Сулус/т - Магдагачи	-60,8	-10,4	144,0
ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т	145,1	28,5	370,0
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	137,7	18,0	333,0
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	-68,0	-21,2	165,0
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	-178,2	-44,4	467,0
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	-347,00	-22,00	299,00
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2	-332,02	-191,00	451,20

Из представленной ведомости был выбран пик максимальной нагрузки по активной и реактивной мощности, приходящейся на каждый трансформатор, установленный на подстанции.

Путем суммирования нагрузок приходящийся на каждый трансформатор рассмотренной сети, была получена нагрузка каждой рассматриваемой подстанции.

Таблица 5 - Нагрузка подстанции, согласно ведомостям, рассматриваемого района в зимний период.

Подстанция, трансформатор	P, МВт	Q, МВАр	Суммарная нагрузка подстанции	
			$\Sigma P$ , МВт	$\Sigma Q$ , МВАр
1	2	3	4	5
Сковородино АТ 1	22,2	4,1	65,98	2,98
Сковородино АТ 2	43,78	1,12		
Светлая АТ 1	29,25	4,96	58,84	10,45
Светлая АТ 2	29,59	5,49		
Ключевая Т 1 25МВА	10	2,1	14	3,1
Ключевая Т 2 25МВА	4	1		
Магдагачи Т-1 25 МВА	9,2	2,7	34,7	31,8
Магдагачи Т-2 40 МВА	12,9	14,3		
Магдагачи Т-3 40 МВА	12,6	14,8		
Тында АТ 1 63 МВА	16,29	5,03	32,48	10,28
Тында АТ 2 63 МВА	16,18	5,24		
Дипкун Т1 25 МВА	0,96	0,28	2,11	0,96
Дипкун Т2 25 МВА	1,15	0,68		
Тутаул Т1 25 МВА	0	0	0,58	0,38
Тутаул Т2 25 МВА	0,58	0,38		



1	2	3	4	5
Призейская Т1 25 МВА	2,88	16,92	6,55	34,94
Призейская Т2 25 МВА	3,67	18,02		
Энергия Т-1 40 МВА	18,83	3,2	35,97	6,21
Энергия Т-2 40 МВА	17,14	3,01		
Амурская АТ-1 3х167 МВА	153,41	13,37	342,99	40,74
Амурская АТ-2 3х167 МВА	153,32	19,69		
Амурская АТ-3 63 МВА	17,30	3,65		
Амурская АТ-4 63 МВА	18,96	4,03		

Таблица 6 - Нагрузка линий электропередачи, согласно ведомостям, рассматриваемого района в летний период.

Наименование ВЛ	P, МВт	Q, МВАр	I, А
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сквородино - Тында № 1	-47,9	-48,3	165,0
ВЛ 220 кВ Сквородино - Тында № 2	-36,1	-32,8	118,0
ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т	60,2	25,6	218,0
ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т	72,2	30,8	162,0
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	-74,8	17,6	200,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сковородино	-61,5	31,1	169,1
ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т I цепь	-8,2	-8,9	48,0
ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т II цепь	-47,1	-8,5	48,0
КВЛ 220 кВ Сковородино - Тында № 1	-36,4	11,2	91,5
КВЛ 220 кВ Сковородино - Тында № 2	-49,3	-16,5	120,3
КВЛ 220 кВ Тында - Дипкун	39,1	7,1	92,8
КВЛ 220 кВ Тында - Дипкун	45,9	-35,5	148,0
ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	-42,3	35,6	128,0
ВЛ 220 кВ Дипкун - Тутаул	37,4	37,6	131,8
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	-43,9	-31,9	140,1
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Призейская	90,8	-29,7	225,2
ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул	-59,1	-33,4	163,8
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	87,3	-8,3	203,4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	87,3	-9,9	198,2
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	107,0	14,0	316,0
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	55,0	-13,0	127,0
ВЛ 220 кВ Ключевая - Сулус/т	-58,0	19,0	160,0
ВЛ 220 кВ Светлая - Ключевая	-128,4	21,8	299,4
ВЛ 220 кВ Сулус/т - Магдагачи	39,9	-14,2	99,9
ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т	-78,4	12,4	249,0
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	-95,7	20,9	238,0
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	43,2	15,6	111,4

## Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	133,6	17,0	345,0
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	-329,12	-19,18	291,65
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2	-315,78	-185,72	411,26

Таблица 7 - Нагрузка подстанции, согласно ведомостям, рассматриваемого района в летний период.

Подстанция, трансформатор	P, МВт	Q, МВАр	Суммарная нагрузка подстанции	
			∑P, МВт	∑Q, МВАр
1	2	3	4	5
Сковородино АТ 1	22,8	9,9	55,4	13,3
Сковородино АТ 2	32,6	3,4		
Светлая АТ 1	18,2	1,4	36,5	2,2
Светлая АТ 2	18,3	0,8		
Ключевая Т 1 25МВА	6	2	8	4
Ключевая Т 2 25МВА	2	2		
Магдагачи Т-1 25 МВА	4,4	1,9	25,7	34,6
Магдагачи Т-2 40 МВА	9,9	15,3		
Магдагачи Т-3 40 МВА	11,4	17,4		
Тында АТ 1 63 МВА	6,92	1,59	13,83	3,44
Тында АТ 2 63 МВА	6,91	1,85		
Дипкун Т1 25 МВА	0,31	0,09	0,65	0,53
Дипкун Т2 25 МВА	0,34	0,44		
Тутаул Т1 25 МВА	0,19	19,33	0,19	19,33
Тутаул Т2 25 МВА	0	0		
Призейская Т1 25 МВА	1,34	16,52	2,8	33,32
Призейская Т2 25 МВА	1,46	16,8		

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Энергия Т-1 40 МВА	2,44	1,26	5,19	3,13
Энергия Т-2 40 МВА	2,75	1,87		
Амурская АТ-1 3х167 МВА	198,93	46,11	416,02	93,32
Амурская АТ-2 3х167 МВА	200,2	40,72		
Амурская АТ-3 63 МВА	16,89	6,49		
Амурская АТ-4 63 МВА	0	0		

Проектирование рассматриваемого энергорайона производилось с использованием программного комплекса Rastrwin3. Данное ПО позволяет выполнить анализ расчетной модели, основываясь на данных, полученных в ходе предварительного сбора информации. [1]

Граф рассматриваемой сети был графически интерпретирован исходя из расчета режима представленной модели.

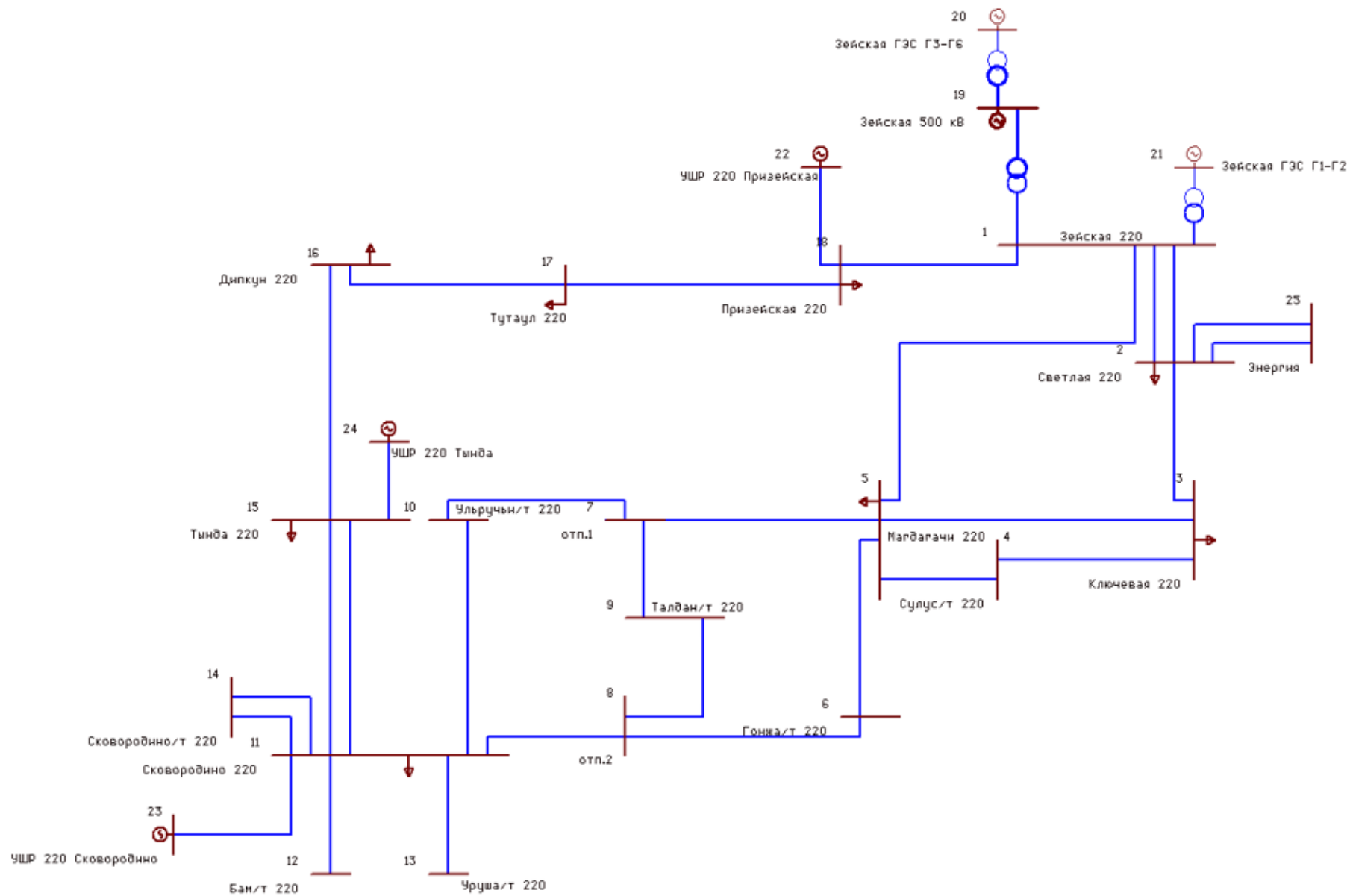


Рисунок 4 - Графика рассматриваемого района проектирования

Произведено сравнение значений отклонений напряжения на шинах рассматриваемых подстанций, полученных в ходе расчета эквивалента сети с значениями контрольного замера. Результат сравнения показал состоятельность приведенного эквивалента сети, т.к. отклонения рассматриваемых параметров от исходных данных контрольного замера не превышают 10%.

«Нормальным режимом энергосистемы является режим, при котором все потребители снабжаются электрической энергией, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.»

Проанализируем данные загрузки ветвей и отклонения напряжения в узлах, полученные в ходе расчета модели.

Рассмотрим режим максимальных нагрузок в зимний период.

Таблица 8 – Расчетные характеристики узлов рассматриваемого эквивалента в зимний период.

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , Мвар	$\Delta U$ , %	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Зейская 220 кВ	220	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	220,0
Светлая 220 кВ	220	58,8	10,5	0,0	0,0	-0,4	219,2
Ключевая 220 кВ	220	14,0	3,1	0,0	0,0	-4,5	210,0
Сулус/т 220 кВ	220	13,4	14,4	0,0	0,0	-4,9	209,2
Магдагачи 220 кВ	220	34,7	31,8	0,0	0,0	-5,1	208,7
Гонжа/т 220 кВ	220	18,6	13,9	0,0	0,0	-5,8	207,3
отп.1	220	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,8	207,2
отп.2	220	0,0	0,0	0,0	0,0	-5,8	207,2
Талдан/т 220 кВ	220	24,6	20,7	0,0	0,0	-5,8	207,2

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
Ульручы/т 220 кВ	220	21,7	18,0	0,0	0,0	-5,7	207,5
Сковородино 220 кВ	220	66,0	3,0	0,0	0,0	-5,0	209,1
Бам/т 220 кВ	220	66,0	54,0	0,0	0,0	-6,5	205,7
Уруша/т 220 кВ	220	47,6	34,2	0,0	0,0	-7,9	202,6
Сковородино/т 220 кВ	220	18,0	17,8	0,0	0,0	-5,0	209,0
Тында 220 кВ	220	32,5	10,3	0,0	0,0	0,0	220,0
Дипкун 220 кВ	220	2,1	1,0	0,0	0,0	0,7	221,4
Тутаул 220 кВ	220	0,6	0,4	0,0	0,0	0,6	221,2
Призейская 220 кВ	220	6,6	34,9	0,0	0,0	0,0	220,0
Энергия 220 кВ	220	36,0	6,2	0,0	0,0	-0,4	219,1
Зейская 500 кВ	500	0,0	0,0	-411,4	26,7	0,0	500,0
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,8	0,0	0,0	300,0	0,0	0,0	15,8
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,8	0,0	0,0	150,0	0,0	0,0	15,8
УШР 220 кВ Призейская	220	0,0	0,0	0,0	20,3	0,0	220,0
УШР 220 кВ Сковородино	220	0,0	0,0	0,0	100,0	-5,0	209,1
УШР 220 кВ Тында	220	0,0	0,0	0,0	58,8	0,0	220,0

Таблица 9 – Расчетные характеристики ветвей рассматриваемого эквивалента сети в зимний период

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Iзагр
1	2	3	4	5
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,00	46,99
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,02	46,99
Зейская 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	9,45	54,34	-359,96	57,19
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	10,78	48,18	-297,48	52,86
Ключевая 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	23,71
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	2,05	7,57	-50,91	31,12
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	25,31
Магдагачи 220 кВ - отп.1	9,20	33,93	-228,23	51,79
Магдагачи 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	3,45	15,40	-95,10	50,72
отп.1 - Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	7,09
отп.1 - Ульручьи/т 220 кВ	5,17	19,05	-128,16	45,22
Ульручьи/т 220 кВ - Сквородино 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	38,87
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	43,85
отп.2 - Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	6,33
отп.2 - Сквородино 220 кВ	6,74	30,12	-185,96	41,04
Сквородино 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	7,06	31,53	-194,70	24,56
Сквородино 220 кВ - Бам/т 220 кВ	2,29	10,25	-63,31	35,20
Сквородино 220 кВ - Сквородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	5,73
Сквородино 220 кВ - Сквородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	5,73
Сквородино 220 кВ - Тында 220 кВ	14,90	66,58	-411,12	17,45
Сквородино 220 кВ - Тында 220 кВ	14,90	66,58	-411,12	17,45
Тында 220 кВ - Дипкун 220 кВ	14,33	64,05	-395,50	27,49



Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	28,80
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	8,94	39,94	-246,62	30,37
Призейская 220 кВ - Зейская 220 кВ	17,95	80,22	-495,36	33,45
Зейская 500 кВ - Зейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Призейская - Призейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Сквородино - Сквородино 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Тында - Тында 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	7,07
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	7,07

Исходя из проанализированного режима зимнего максимума нагрузок, максимальное отклонение напряжения достигает -7,9% на шинах 220 кВ подстанции «Уруша/тяга». Отклонение напряжение на остальных узлах рассмотренного режима находятся в допустимых пределах.

Максимальная токовая загрузка наблюдается на участке сети «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» загрузка по току достигает 57,2%.

Минимальная токовая загрузка наблюдается на участке сети «ПС Сквородино 220 кВ – ПС Сквородино/тяга 220 кВ», которая составляет 5,73%.

На рисунке 5 представлена графика режима зимнего периода 2022 г.



Рассмотрим режим максимальных нагрузок в летний период.

Таблица 10 – Расчетные характеристики узлов рассматриваемого эквивалента сети в летний период.

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	ΔU, %	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Зейская 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00
Светлая 220 кВ	220	36,50	2,20	0,00	0,00	-0,27	219,42
Ключевая 220 кВ	220	8,00	4,00	0,00	0,00	-4,39	210,35
Сулус/т 220 кВ	220	39,90	14,20	0,00	0,00	-4,80	209,44
Магдагачи 220 кВ	220	25,70	34,60	0,00	0,00	-4,86	209,31
Гонжа/т 220 кВ	220	21,10	12,40	0,00	0,00	-5,34	208,24
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,21	208,54
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,20	208,55
Талдан/т 220 кВ	220	25,60	20,80	0,00	0,00	-5,22	208,53
Ульручы/т 220 кВ	220	31,80	18,00	0,00	0,00	-4,92	209,17
Сковородино 220 кВ	220	55,4	13,30	0,00	0,00	-4,02	211,15
Бам/т 220 кВ	220	60,20	25,60	0,00	0,00	-4,92	209,17
Уруша/т 220 кВ	220	50,20	30,10	0,00	0,00	-6,67	205,32
Сковородино/т 220 кВ	220	25,10	17,40	0,00	0,00	-4,08	211,02

1	2	3	4	5	6	7	8
Тында 220 кВ	220	13,83	3,44	0,00	0,00	0,00	220,00
Дипкун 220 кВ	220	0,65	0,53	0,00	0,00	-0,10	219,78
Тутаул 220 кВ	220	0,19	19,33	0,00	0,00	-0,46	218,98
Призейская 220 кВ	220	2,80	33,32	0,00	0,00	0,00	220,00
Энергия 220 кВ	220	5,19	3,13	0,00	0,00	-0,27	219,40
Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	-1266	50,21	0,00	500,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	15,75
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75
УШР 220 кВ Призейская	220	0,00	0,00	0,00	35,06	0,00	220,00
УШР 220 кВ Сквородино	220	0,00	0,00	0,00	100,00	-4,02	211,15
УШР 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	75,97	0,00	220,00

Таблица 11 – Расчетные характеристики ветвей рассматриваемого эквивалента сети в летний период.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Iзагр %
1	2	3	4	5
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,00	37,87
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,02	37,87
Зейская 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	9,45	54,34	-359,96	59,77

1	2	3	4	5
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	10,78	48,18	-297,48	53,86
Ключевая 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	22,93
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	2,05	7,57	-50,91	37,60
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	20,18
Магдагачи 220 кВ - отп.1	9,20	33,93	-228,23	51,45
Магдагачи 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	3,45	15,40	-95,10	50,82
отп.1 - Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	6,55
отп.1 - Ульручьи/т 220 кВ	5,17	19,05	-128,16	45,35
Ульручьи/т 220 кВ - Сквородино 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	35,71
Гонжа/т 220 кВ - отп.2	4,13	18,45	-113,91	43,08
отп.2 - Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	7,05
отп.2 - Сквородино 220 кВ	6,74	30,12	-185,96	39,76
Сквородино 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	7,06	31,53	-194,70	24,20
Сквородино 220 кВ - Бам/т 220 кВ	2,29	10,25	-63,31	30,33
Сквородино 220 кВ - Сквородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	6,85
Сквородино 220 кВ - Сквородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	6,85
Сквородино 220 кВ - Тында 220 кВ	14,90	66,58	-411,12	16,36
Сквородино 220 кВ - Тында 220 кВ	14,90	66,58	-411,12	16,36
Тында 220 кВ - Дипкун 220 кВ	14,33	64,05	-395,50	27,90
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	28,87
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	8,94	39,94	-246,62	27,94
Призейская 220 кВ - Зейская 220 кВ	17,95	80,22	-495,36	30,75
Зейская 500 кВ - Зейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00

1	2	3	4	5
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Призейская - Призейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Сквородино - Сквородино 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Тында - Тында 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	1,17
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	1,17

Исходя из проанализированного режима летнего максимума нагрузок, максимальное отклонение напряжения достигает -6,67% на шинах 220 кВ подстанции «Уруша/тяга». Отклонение напряжения на остальных узлах рассмотренного режима находятся в допустимых пределах. Отклонение напряжения наблюдается схожим с зимним режимом.

Проверка по максимальной токовой загрузке ЛЭП показывает, что на участке сети «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» загрузка по току достигает 59,8%. На протяжении летнего сезона, максимальная загруженность ЛЭП сохраняется. Минимальная токовая загрузка наблюдается на участке сети «ПС Светлая 220 кВ – ПС Энергия 220 кВ», которая составляет 1,17%.

На рисунке 6 представлена графика режима летнего периода 2022 г.

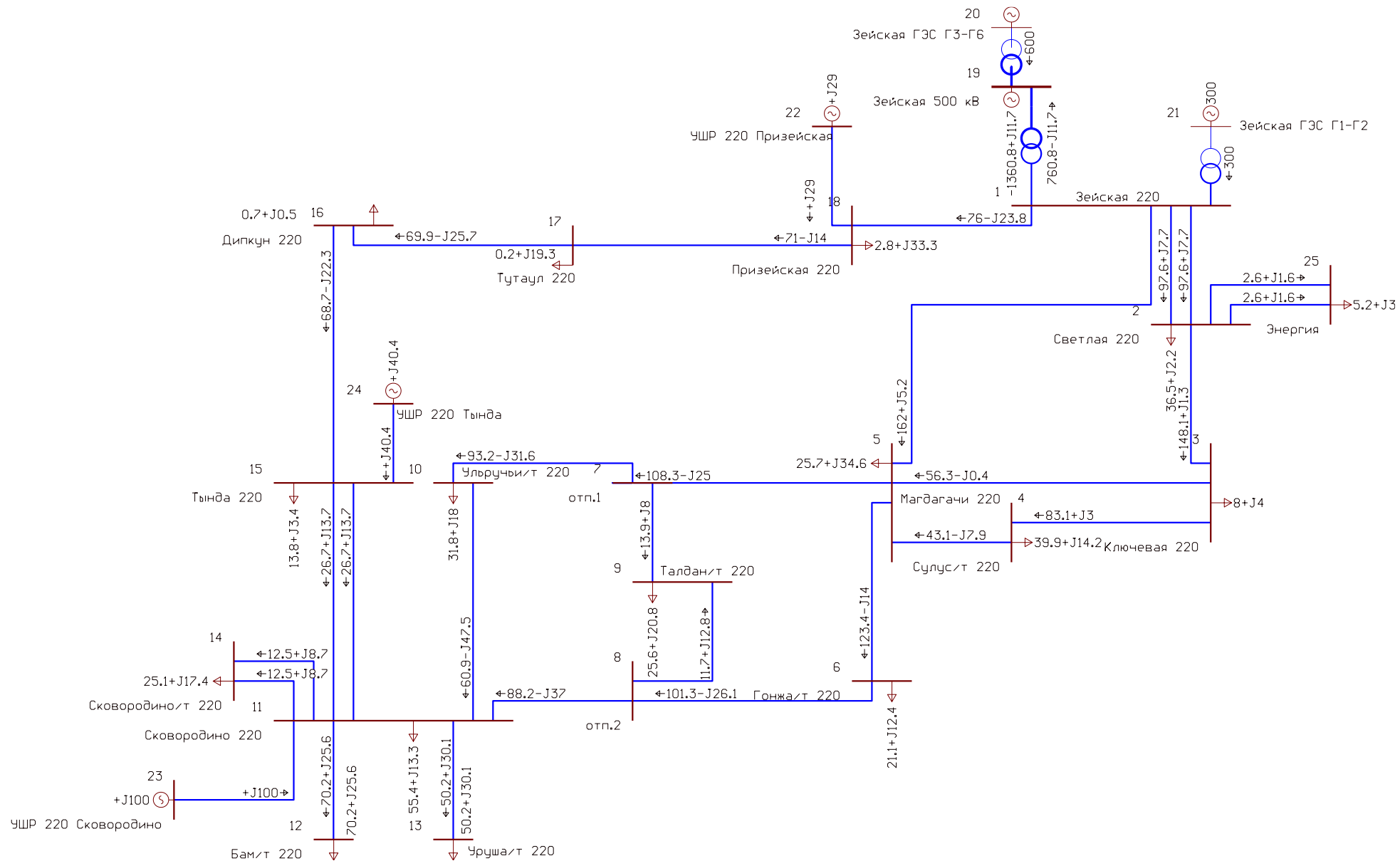


Рисунок 6 - Графика рассматриваемого района проектирования в летний период.

Вывод: Представленная нагрузка имеет не постоянный характер. Это связано с тяговыми подстанциями, присоединёнными к рассматриваемой энергосистеме. Тяговые подстанции обеспечивают электроснабжение электропоездов, электровозов и других потребителей резко-переменной нагрузки. Из-за этого фактора происходит увеличение величин параметров нагрузки, а также броски мощности, возникающие при переходных процессах коммутации оборудования. Напряжения на подстанциях данного типа не способны долго сохранять свои постоянные значения. Поэтому данный расчет является примером характерного режима приходящийся на период данного контрольного замера. С учетом этого факта, отклонения напряжения на подстанциях могут варьироваться.

#### **1.6 Анализ рассматриваемой сети в послеаварийном режиме**

«По тем или иным причинам допускается работа энергосистемы в утяжеленных установившихся режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов системы и ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, поскольку при этом существует повышенная опасность возникновения аварийных ситуаций.»

«В свою очередь, аварийным режимом энергосистемы является режим, параметры которого выходят за пределы требований технических регламентов. Возникновение и длительное существование данного режима представляют опасность повреждения оборудования и/или ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.»

Для проведения анализа рассматриваемой энергосистемы в утяжеленном режиме необходимо отключить самый загруженный участок электрической сети по максимальной токовой загрузке. Определить токовую загрузку ЛЭП возможно исходя из полученных параметров расчетной модели. Это позволит определить характер последствий потенциально возможного послеаварийного режима.



Для данной расчетной модели выполнен анализ режима для зимнего и летнего сезона.

Для наиболее тяжелого послеаварийного режима рассматриваемой сети характерно отключение участка сети «Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи» с максимальной токовой нагрузкой. Данная линия максимально загружена как в летнем, так и в зимнем периоде.

Таблица 12 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения для зимнего периода.

Название	$U_{ном}$ кВ	$P_n$ МВт	$Q_n$ Мвар	$\Delta U$ , %	$U$ , кВ
Ключевая 220 кВ	220	14	3,1	-12,94	191,54
Сулус/т 220 кВ	220	13,4	14,4	-13,66	189,95
Магдагачи 220 кВ	220	34,7	31,8	-14,28	188,58
Гонжа/т 220 кВ	220	18,6	13,9	-14,48	188,14
отп.1	220	0,00	0,00	-13,87	189,49
отп.2	220	0,00	0,00	-13,87	189,49
Талдан/т 220 кВ	220	24,6	20,7	-13,88	189,47
Ульручы/т 220 кВ	220	21,7	18	-13,07	191,25
Сковородино 220 кВ	220	66	3	-11,82	194,00
Бам/т 220 кВ	220	66	54	-13,48	190,34
Уруша/т 220 кВ	220	47,6	34,2	-15,05	186,90
Сковородино/т 220 кВ	220	18	17,8	-11,88	193,87

Анализ данного режима показал, что отклонения напряжения в узлах находятся в пределах 15%. Максимальное отклонение напряжения отмечается на шинах подстанции 220 кВ Уруша/т.

Таблица 13 – Параметры ветвей с наибольшей токовой нагрузкой для зимнего периода.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Iзагр %
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,00	77,25
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,02	77,25
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	10,78	48,18	-297,48	118,32
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	2,05	7,57	-50,91	65,48
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	59,03

Максимальная нагрузка по току отмечается на участке «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» и составляет 118,32%. Остальные участки сети находятся в допустимых пределах.

Результаты расчета послеаварийного режима для зимнего периода представлены в приложении А. Графика послеаварийного режима представлена на рисунке 7



Таблица 14 – Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения для летнего периода.

Название	U <sub>ном</sub> кВ	P <sub>н</sub> МВт	Q <sub>н</sub> Мвар	ΔU, %	U, кВ
Ключевая 220 кВ	220	8,0	4,0	-11,17	195,43
Сулус/т 220 кВ	220	39,9	14,2	-11,78	194,08
Магдагачи 220 кВ	220	25,7	34,6	-12,01	193,57
Гонжа/т 220 кВ	220	21,1	12,4	-11,83	193,98
отп.1	220	0,00	0,00	-10,83	196,18
отп.2	220	0,00	0,00	-10,82	196,19
Талдан/т 220 кВ	220	25,6	20,8	-10,84	196,16
Ульручы/т 220 кВ	220	31,8	18	-9,68	198,70
Сковородино 220 кВ	220	55,4	13,3	-8,16	202,06
Бам/т 220 кВ	220	60,2	25,6	-9,10	199,98
Уруша/т 220 кВ	220	50,2	30,1	-10,96	195,88
Сковородино/т 220 кВ	220	25,1	17,4	-8,22	201,92

Анализ данного режима показал, что отклонение напряжений узлов расчетной модели находится в пределах 12%. Максимальное отклонение напряжения отмечается на шинах 220 кВ подстанции Магдагачи и составляет 12,1%.

Таблица 15 – Параметры ветвей с наибольшей токовой нагрузкой для летнего периода.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Изагр %
1	2	3	4	5
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,00	68,01
Зейская 220 кВ - Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,02	68,01
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	10,78	48,18	-297,48	120,52

1	2	3	4	5
Ключевая 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	52,42
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	2,05	7,57	-50,91	72,14
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	53,56

Максимальная нагрузка по току отмечается на участке «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» и составляет 120,52%. Остальные участки сети находятся в допустимых пределах.

Результаты расчета послеаварийного режима для летнего периода представлены в приложении Б.

Вывод: Полученные результаты расчетов данной модели показывают, что участки сети приведенные в таблицах 12-15, подвержены явному снижению качества электрической энергии. Это проявляется в отклонениях напряжения в представленных узлах более 10%, а также повышенной токовой нагрузкой ЛЭП представленных участков. Это приводит к большему износу и старению материала оборудования под действием электрического тока выше номинальных значений. Самым загруженным участком как в летнем, так и в зимнем максимуме нагрузок выделена ВЛ 220 кВ «ПС Светлая - ПС Ключевая». Этот фактор говорит о невозможности подключения новых потребителей в данный участок сети из-за ограничений пропускной способности ЛЭП, а также о невозможности обеспечения электроэнергией должного качества в послеаварийном режиме. Также ненадлежащее качество электроэнергии проявляется в технически устаревшем оборудовании рассмотренных подстанций, продемонстрированных на примере анализа трансформаторов.

Графика послеаварийного режима представлена на рисунке 8

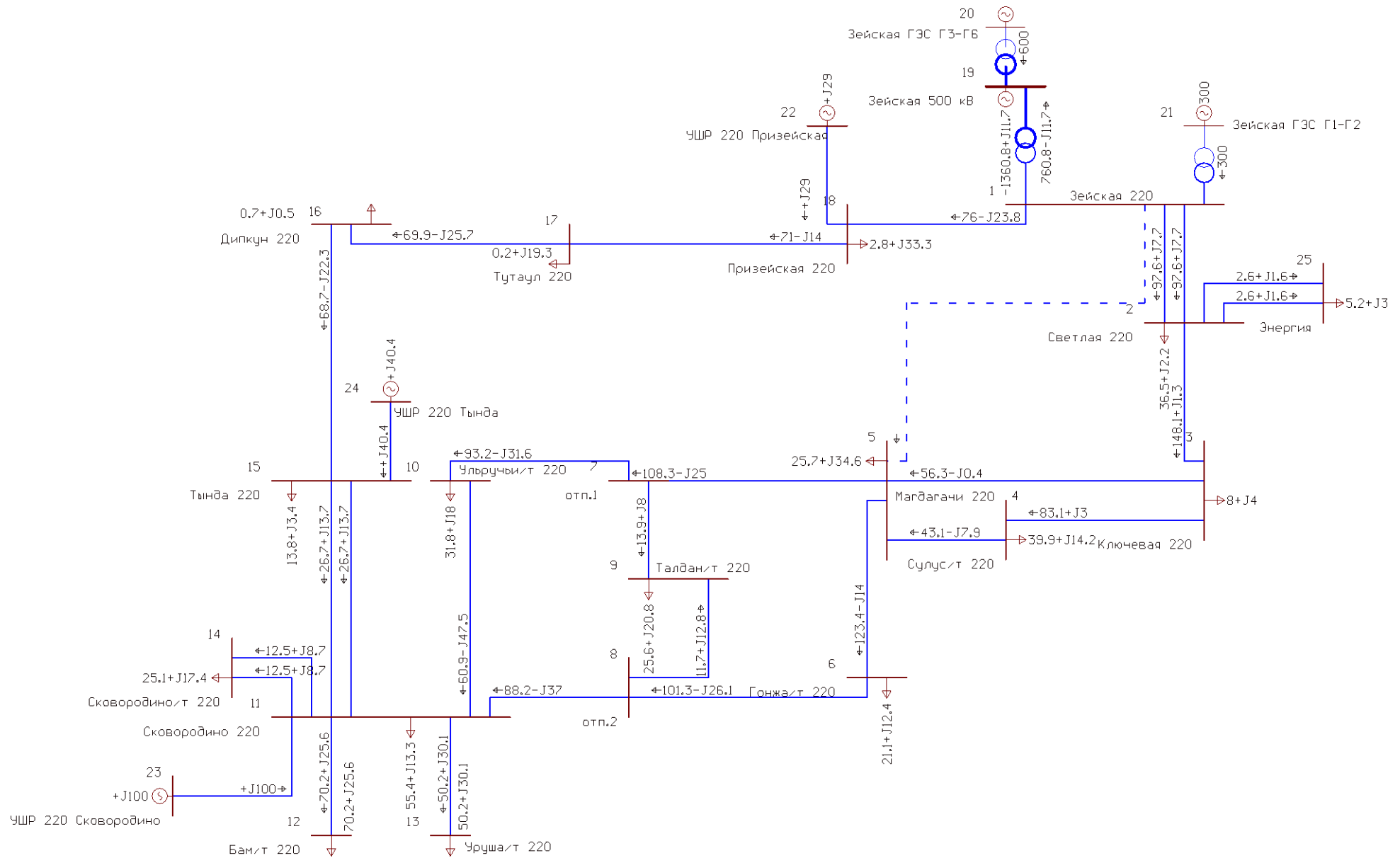


Рисунок 8 - Графика рассматриваемого района проектирования послеаварийного режима в летний период.

## 2 ВНЕДРЕНИЕ ПРОЕКТА «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ» НА ПС ДАУРИЯ 500 КВ

В данном разделе рассматривается цифровизация вводимой подстанции Даурия 500 кВ. Данное техническое решение достигается путем внедрения проекта «цифровая подстанция».

«Цифровая подстанция – трансформаторная или иная подстанция, распределительный пункт, ключевым фактором управления которым являются данные в цифровом виде (Определение согласно распоряжению ПАО «Россети» от 19.06.2018 № 10бр «Об утверждении технических требований к компонентам цифровой сети»).»

Внедрение проекта «цифровая подстанция» на проектируемую ПС Даурия 500 кВ позволит создать условия для цифрового управления, мониторинга, диагностики данной подстанции. Перед реализацией проекта «цифровая подстанция» необходимо рассмотреть основные задачи.

### **2.1 Задачи реализуемого проекта «цифровая подстанция»**

Главная техническая задача данного проекта включает в себя ввод в эксплуатацию оборудования, способного обеспечить цифровизацию подстанции. Оснащенность данным типом устройств определяет подстанцию, как цифровую.

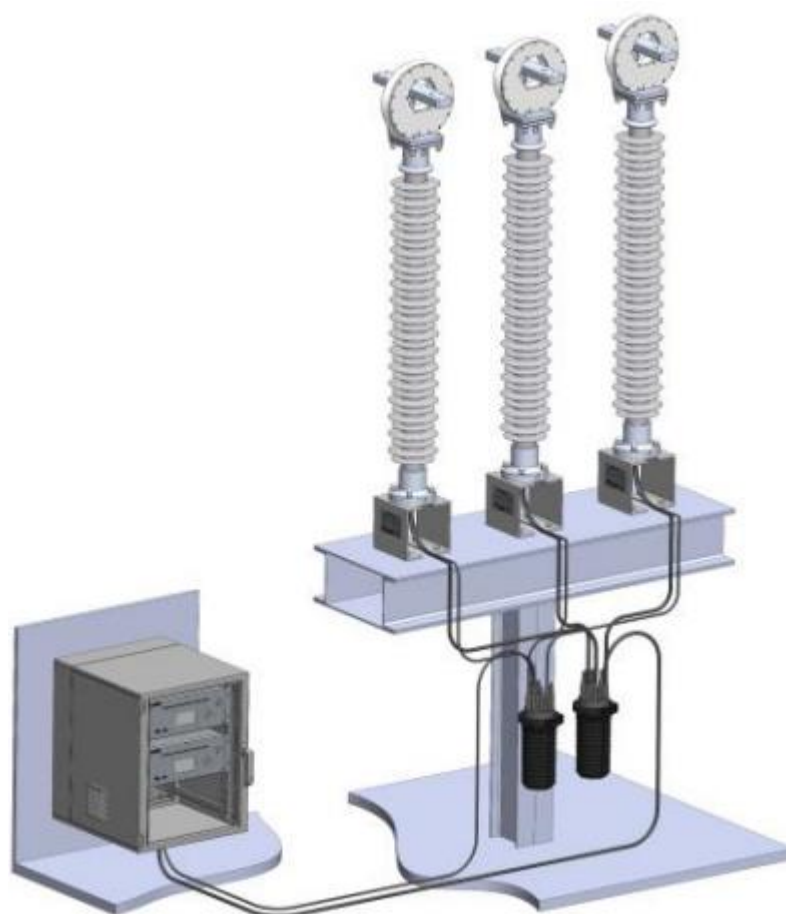


Рисунок 9 - Оптический трансформатор тока проекта «цифровая подстанция»

«Это измерительное силовое оборудование (оптические датчики) на основе передачи данных по оптоволоконным сетям. Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) – это электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения с цифровыми интерфейсами. Данные интерфейсы должны поддерживать протокол IEC 61850-9-2.»



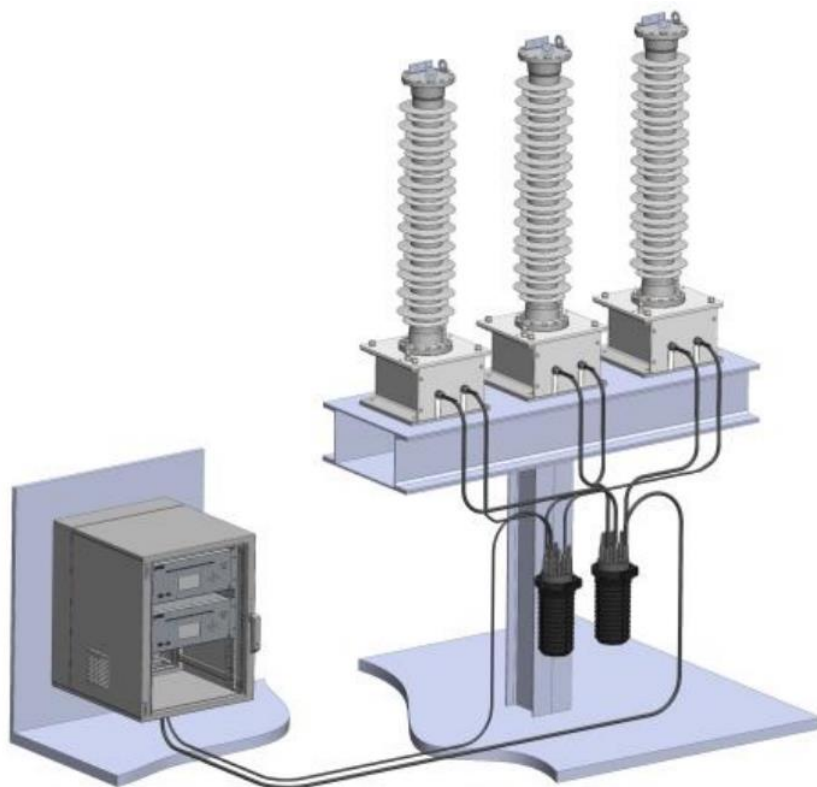


Рисунок 10 - Оптический трансформатор напряжения проекта «цифровая подстанция»

«Они представляют собой группу изделий, основанных на оптике, электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов. Данные устройства отличаются безопасностью, высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом.»

Первичные токовые датчики ЦИТ могут быть реализованы на основе магнитооптического эффекта Фарадея, катушек Роговского, трансформаторов тока с выходом по напряжению, шунтов.

В сравнении с устоявшимся измерительным оборудованием оптические преобразователи напряжения и тока имеют следующие особенности:

- Широкий диапазон измеряемых величин на все номинальные уровни напряжения, а также номинальных токов до 40 кА.
- Отсутствие потерь измеряемых величин, минимальный уровень погрешности в цепях учета.
- Отсутствие чувствительности к электромагнитному полю и наведенному напряжению от воздействия размещенного рядом оборудования.

- Изоляция данного оборудования не содержит взрывоопасных веществ.
- Отсутствие ложного срабатывания релейной защиты в следствии наведенного напряжения.

«Для функционирования подстанции и использования её в единой энергетической системе, подразумевается использование единого протокола МЭК 61850, который предназначен для унификации подстанций цифрового исполнения.»

Техническая задача проекта «цифровая подстанция» включает в себя несколько подзадач.

Обеспечение унификации (приведению к единой форме) оборудования различных производителей. Создание единого реестра данных для сбора и обмена и корректной интерпретации информации между устройствами различных производителей. Обеспечение правильного взаимодействия между оборудованием и устройствами цифровой подстанции может достигаться путем закупки и внедрения оборудования одного производителя.

Замена аналоговых и дискретных цепей на цифровые сети и как следствие сокращение объёмов кабельного хозяйства. Для каждого дискретного или аналогового канала в подстанции, основанной на данных видах соединения, требуется отдельная пара проводов, что приводит к высокой стоимости установки и эксплуатации кабельного хозяйства. Целью проекта «цифровая подстанция» является уменьшение количества дискретных и аналоговых связей, без ущерба для количества и качества передаваемой информации.

Также, замена аналоговых и дискретных цепей подразумевает снизить метрологические потери. Величина данной составляющей зависит от длины и сечения медного (или алюминиевого) проводника, и может быть достаточно высокой. При передаче данных в цифровом формате, метрологические потери снижаются к пренебрегаемым значениям или исключаются.

Обеспечение мониторинга для диагностики элементов подстанции достигается путем наглядной интерпретации всех соединений элементов рассматриваемой сети подстанции. Интерпретация может представлять из себя

графическую схему с мониторингом в реальном времени и последующим логированием для анализа аварийной ситуации. Данное введение поможет обеспечить своевременное обслуживание, ремонт и диагностику цифровых сетей.

Проверка корректной работы устройств на подстанции требует специализированного дорогостоящего оборудования, которое проверяет входные сигналы с большей точностью. Однако, такие устройства не всегда позволяют проверить комплекс РЗА в полном объеме, включая связи между устройствами. В рамках проекта «цифровая подстанция» требуется решить данную проблему, с помощью удаленной комплексной проверки работоспособности устройств.

Необходимо применять устройства с обновляемым программным обеспечением. Это устранит проблему устаревания системы, которая может не соответствовать новым принимаемым стандартам и нормам. Аппаратное обеспечение устройства будет соответствовать новым требованиям только в случае актуализации программного обеспечения, с помощью своевременного обновления.

Для проектирования подстанции на цифровой основе по проекту «цифровая подстанция» необходим ввод макета подстанции, учитывающий совокупность такого оптического оборудования как: измирительные трансформаторы тока и напряжения, цифровые терминалы релейной защиты и автоматики, сервера АСУ, оптоволоконное кабельное хозяйство. Всё представленное оборудование должно функционировать в соответствии с стандартом МЭК 61850.

При выполнении данного ряда технических задач осуществляется выполнение проекта «цифровая подстанция».

К базовым принципам проекта «цифровая подстанция» относятся:

- Надежность (Система диагностики в режиме реального времени на основе графической интерпретации места неисправности, или самодиагностика. Функциональное резервирование. Беспереывность передачи сигналов);

- Информационная безопасность и закрытость системы в рамках единой энергетической системы;
- Обеспечение единства измерений;
- Отсутствие метрологических потерь;
- Унификация (Файлов параметрирования, конфигураций, базовых настроек аппаратной платформы, протоколов).

## **2.2 Преимущества и недостатки проекта «цифровая подстанция»**

К недостаткам проекта «цифровая подстанция» относятся:

- Отсутствие единой нормативной базы на проектирование.
- Необходимость установки нового и дорогостоящего оборудования, которое находится на начальном этапе опыта эксплуатации. Однако при выполнении серийного производства расходы на это оборудование не будут отличаться от расходов на стандартные системы организации подстанций.

- Проблема унификации несовместимого ПО. Разные производители данных устройств используют собственную логику ПО, систему протоколов, профилей, интерфейсов, которые не совместимы между собой в рамках использования на конкретном рассматриваемом объекте, но стандарту МЭК 61850 данные принципы не противоречат.

- «Стандарт МЭК 61850 должен быть доработан в части диагностических параметров».

К преимуществам проекта «цифровая подстанция» относятся:

- Уменьшение ошибочных действий в части ошибочных решений персонала подстанции. Это достигается путем закрепления в ПО жесткой логики действий.
- Обеспечение логирования всех действий на подстанции в журнале событий, для установки хронологии событий дальнейшего анализа в случае возникновения аварийных ситуаций.

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

Разработка вариантов схемы сети является важной частью проектирования, которая обеспечивает возможность развития схемы в разных направлениях. Такой подход к проектированию позволяет обеспечить оценку предложенных вариантов по экономическому и техническому фактору.

Технический фактор оценки предложенных вариантов развития сети, рассмотрен в данном разделе и включает в себя аналитический анализ схемы. Рассмотрение наиболее реализуемых вариантов присоединения новой подстанции к сети происходит исходя из обзора технической возможности данного подключения, длины проектируемой цепи, количества выключателей.

Ввод новой подстанции на напряжение 500 кВ важен для обеспечения стабильности энергосистемы и повышения ее надежности. Кроме того, увеличение уровня напряжения позволяет передавать электроэнергию на большие расстояния, что расширяет возможности транспортировки энергии. Ввод новой подстанции номинальным напряжением 500 кВ (либо надстройка нового РУ 500 кВ на подстанции Сковородино) также поможет восполнять дефицит мощности в Амурской области, которая является регионом с высоким потреблением электроэнергии.

#### **3.1 Прогнозирование нагрузок рассматриваемого участка сети**

Для анализа режимов рассматриваемых вариантов конфигурации сети необходимо произвести анализ электрических нагрузок [52]. Исходные данные для проведения прогнозирования представлены в таблице контрольных замеров зимнего периода 2023 г.

Для расчета прогнозируемых нагрузок необходимо посчитать среднеквадратическую, среднюю, и максимальную мощность. Затем, по формуле сложных процентов производится расчет прогнозируемых нагрузок для рассматриваемого периода. Прогноз нагрузок выполнен на 5 лет, до 2028г.

Средняя мощность определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i, \quad (1)$$

где  $T_H$  - Количество измерений контрольного замера;

$P_i$  - Активная мощность в момент измерения;

$t_i$  - Время, в течении которого наблюдается мощность.

Среднеквадратическая мощность определяется по формуле:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i} \quad (2)$$

Для дальнейшего расчета максимальной мощности необходимо произвести расчет коэффициента формы:

$$K_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}} \quad (3)$$

Максимальная мощность определяется по формуле:

$$P_{max} = \frac{\sum_{i=1}^k P_i t_i + P_{i+1} (\theta - \sum_{i=1}^k t_i)}{\theta}, \quad (4)$$

где  $\theta$  - длительность максимума нагрузки, принимается равным 30 минут;

Прогноз нагрузки производится по формуле сложных процентов для рассматриваемого периода:

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

где  $\varepsilon$  - среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

$N$  - рассматриваемый период, 5 лет.

Аналогичный расчет производим для реактивной мощности. Расчетные мощности сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчетные мощности для рассматриваемых подстанций.

Наименование подстанции	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{макс}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$Q_{\text{эф}}$ , МВар	$Q_{\text{макс}}$ , МВар
Сковородино 220 кВ	64,5	62,2	79,2	2,9	2,8	3,6
Светлая 220 кВ	57,6	55,4	70,6	10,2	9,8	12,5
Ключевая 220 кВ	13,7	13,2	16,8	3,0	2,9	3,7
Магдагачи 220 кВ	33,9	32,7	41,6	31,1	30,0	38,2
Тында 220 кВ	31,8	30,6	39,0	10,1	9,7	12,3
Дипкун 220 кВ	2,1	2,0	2,5	0,9	0,9	1,2
Тутаул 220 кВ	0,6	0,5	0,7	0,4	0,4	0,5
Призейская 220 кВ	6,4	6,2	7,9	34,2	32,9	41,9
Энергия 220 кВ	35,2	33,9	43,2	6,1	5,9	7,5
Амурская 500 кВ	335,5	323,1	411,6	39,9	38,4	48,9
Сковородино/т 220 кВ	24,6	23,6	30,1	17,0	16,4	20,9
Бам/т 220 кВ	58,9	56,7	72,2	25,0	24,1	30,7
Уруша/т 220 кВ	49,1	47,3	60,2	29,4	28,4	36,1
Талдан/т 220 кВ	25,0	24,1	30,7	20,3	19,6	25,0
Гонжа/т 220 кВ	20,6	19,9	25,3	12,1	11,7	14,9
Сулус/т 220 кВ	39,0	37,6	47,9	13,9	13,4	17,0
Ульручьи/т 220 кВ	31,1	30,0	38,2	17,6	17,0	21,6

Произведем пример расчета для подстанции Тында 220 кВ:

$$P_{\text{прог}}^{\text{тында}} = 39,0 \cdot (1 + 0,038)^5 = 47,0 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{прог}}^{\text{тында}} = 12,3 \cdot (1 + 0,038)^5 = 14,9 \text{ МВар.}$$

Произведен расчет оставшихся подстанций рассматриваемого участка сети. Итоги расчетов для рассматриваемых подстанций приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозируемая мощность рассматриваемых подстанций.

Наименование подстанции	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\text{макс}}$ , МВт	$Q_{\text{ср}}$ , МВар	$Q_{\text{эф}}$ , МВар	$Q_{\text{макс}}$ , МВар
1	2	3	4	5	6	7
Сковородино 220 кВ	77,8	74,9	95,4	3,5	3,4	4,3
Светлая 220 кВ	69,4	66,8	85,1	12,3	11,9	15,1
Ключевая 220 кВ	16,5	15,9	20,2	3,7	3,5	4,5
Магдагачи 220 кВ	40,9	39,4	50,2	37,5	36,1	46,0
Тында 220 кВ	38,3	36,9	47,0	12,1	11,7	14,9
Дипкун 220 кВ	2,5	2,4	3,1	1,1	1,1	1,4
Тутаул 220 кВ	0,7	0,7	0,8	0,4	0,4	0,5
Призейская 220 кВ	7,7	7,4	9,5	41,2	39,7	50,5
Энергия 220 кВ	42,4	40,8	52,0	7,3	7,0	9,0
Амурская 500 кВ	404,3	389,4	496,0	48,0	46,2	58,9
Сковородино/т 220 кВ	29,6	28,5	36,3	20,5	19,8	25,2
Бам/т 220 кВ	71,0	68,3	87,0	30,2	29,1	37,0
Уруша/т 220 кВ	59,2	57,0	72,6	35,5	34,2	43,5
Талдан/т 220 кВ	30,2	29,1	37,0	24,5	23,6	30,1
Гонжа/т 220 кВ	24,9	24,0	30,5	14,6	14,1	17,9



1	2	3	4	5	6	7
Сулус/т 220 кВ	47,0	45,3	57,7	16,7	16,1	20,5
Ульручы/т 220 кВ	37,5	36,1	46,0	21,2	20,4	26,0

Полученные значения прогнозируемых нагрузок используются для анализа выбранных вариантов конфигурации сети.

### 3.2 Разработка схем подключения ПС Даурия

Чтобы разработать электрическую сеть, учитывающую точки расположения подстанций и источников питания, необходимо рассмотреть четыре варианта конфигурации, соблюдая следующие принципы:

- Обратные перетоки мощности должны быть исключены
- Рассматриваемые сети должны иметь один класс напряжения
- Сети, использующие кольцевое соединение имеют большую надежность и удобство эксплуатации
- Сети, использующие разомкнутую модель соединения, имеют меньшую надежность
- Разрабатываемые варианты должны обеспечивать должную надежность.

Помимо ПС Даурия в расчетную модель вводится ПП Агорта 500 кВ. ПП Агорта - это новый объект электрической сети, обеспечивающий связь между сетями 500 кВ Амурской области. Производится реконструкция линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2 с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2, ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1, ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2. Назначение ПП Агорта состоит в расширении возможных связей на напряжении 500 кВ.

Данный переключательный пункт еще не введен в эксплуатацию, но в контексте данной магистерской диссертации он считается введенным в работу для того, чтобы расширить разработку вариантов проектирования развития сети.

Для рассмотрения ПП Агорта в данной модели, схемой РУ 500 кВ выбрана - «Четырехугольник» (Схема 7).

Так как переключательный пункт не предусматривает установку силовых трансформаторов для питания потребителей, а осуществляет приём, передачу и распределение электрической энергии, то в контексте данной магистерской диссертации пренебрегаем нагрузками, приходящимися на собственные нужды данного переключательного пункта.

Рассмотрим четыре варианта подключения линии 500 кВ.

Вариант 1 – ввод линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1; ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2; ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия.

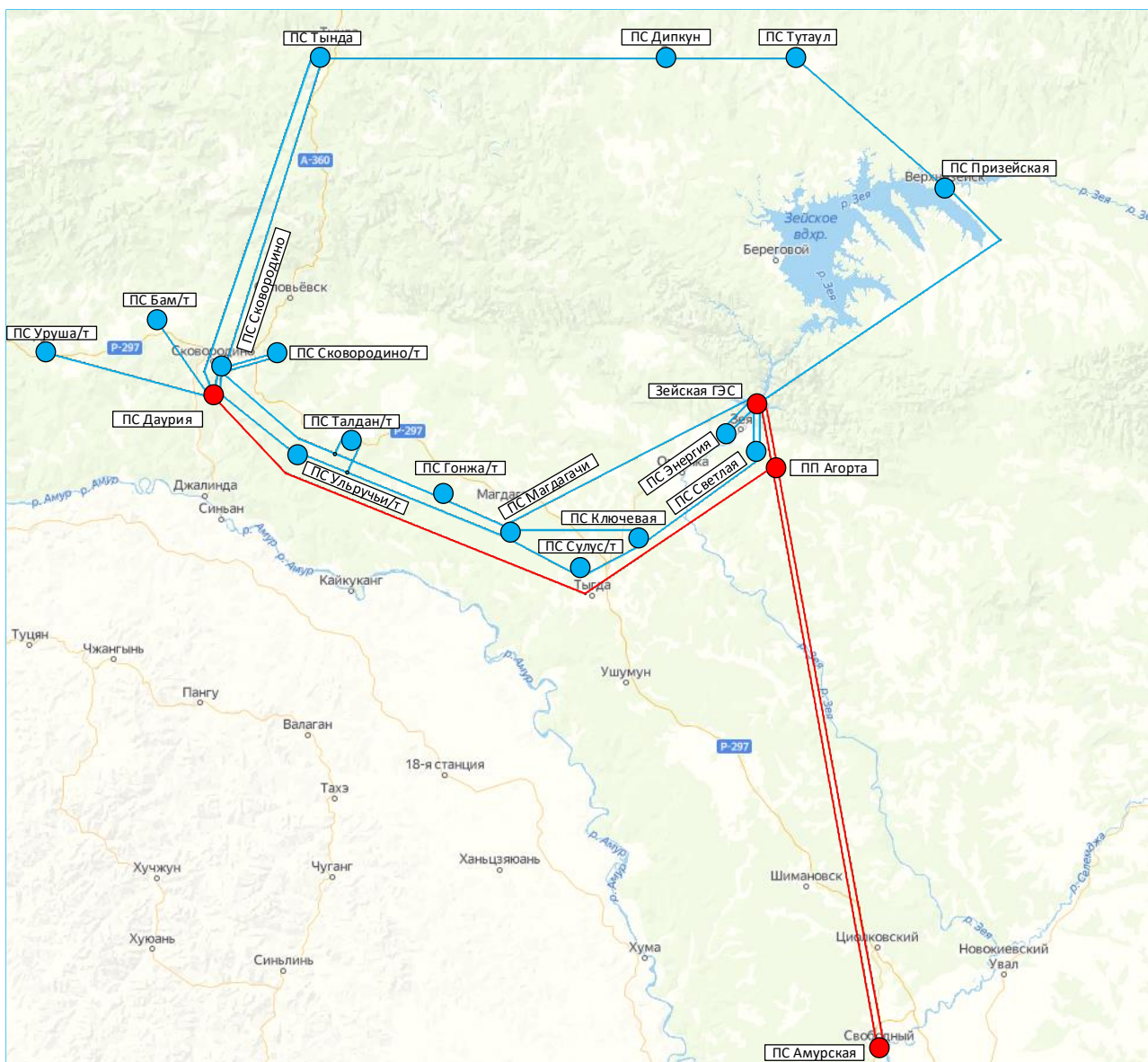


Рисунок 11 – Карта-схема первого варианта подключения

Связь проектируемого РУ 500 кВ с внешней электрической сетью выполняется при помощи сооружения заходов ВЛ 500 кВ Агорта-Даурия на площадку ПС 500кВ Даурия.

В данном варианте подключения используется схема №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем». «Данная схема применяется для тупиковых и ответвительных однострансформаторных подстанций, подключенных к линии, от которой запитаны другие подстанции. Такой вид подключения может служить начальным этапом развития для более сложных схем».[40]

Схема должна быть рассмотрена по условию надежности в части бесперебойного питания потребителей. Отказ автотрансформатора или линии в рассматриваемом участке сети не приводит к полной потере питания стороны низшего и среднего напряжения рассматриваемой подстанции, так как осуществляется подпитка по ВЛ со стороны 220 кВ.

Преимущества данной схемы:

- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
- проста в эксплуатации ввиду небольшого количества выключателей;
- Одна из самых низких по стоимости схема для данного класса напряжения по количеству выключателей на количество присоединений;
- Низкий уровень отказов ввиду простоты использования разъединителей, как следствие, минимизированы отказы, что повышает надежность данной схемы;
- является начальным этапом развития более сложных схем.

Недостатки данной схемы:

Отказ линии или выключателя рассматриваемой подстанции 500 кВ приводит к отключению всех автотрансформаторов 500 кВ подстанций, подключенных к линии, но ввиду осуществления подпитки со стороны 220 кВ питание потребителей не будет потеряно. Данную схему следует рассматривать как начальный, временный этап развития ПС.

Длина линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта составляет 5,5 км.  
Длина линии ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия составляет 280 км.

Данная линия выполняется одноцепной, поскольку на ПС Даурия при потере мощности с линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта подпитка осуществляется с линий:

- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 2;
- КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.

На ПС 500 кВ Даурия предусматривается ввод распределительного устройства 500 кВ для захода и подключения к нему одной линии ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия, с установкой одной автотрансформаторной группы АТ-1 500/220 кВ суммарной мощностью 501 МВА, а также установкой резервной фазы.

В качестве основы для перспективного развития подстанции, необходимо снабдить распределительное устройство комплектом шунтирующих реакторов и резервной фазой для реактора.

Схемные и компоновочные решения новой ПС должны иметь возможность последующего расширения РУ 500 кВ с установкой АТ 500/220 кВ или группы автотрансформаторов с последующим подключением второй ЛЭП 500 кВ, для осуществления возможного транзита в будущем. Поэтому, схема РУ 500 кВ также должна учитывать установку 2-ой группы шунтирующих реакторов. В части сети 500 кВ подстанция Даурия является тупиковой. В части сети 220 кВ подстанция Даурия является узловой.

Схемные и компоновочные решения РУ 220 кВ ПС 500 кВ Даурия должны предусматривать возможность в перспективе поэтапного перевода всех существующих ЛЭП 220 кВ, подключенных к ОРУ 220 кВ существующей ПС 220 кВ Сквородино.

Распределительное устройство 220 кВ также должно предусматривать резерв по месту под новые присоединения.

Рассмотрим карту-схему для проектируемой сети, представленный на рисунке 11.

ПС 500 кВ Даурия связывается с существующей ПС Сквородино 220кВ, посредством сооружения двух ВЛ 220кВ: Даурия – Сквородино № 1; Даурия – Сквородино № 2.

ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1(2) это вновь проектируемые линии, а КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1, ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т, ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т образованы путем перевода существующих линий 220 кВ с ПС 220 кВ Сквородино на ПС 500 кВ Даурия в часть РУ 220 кВ.

В итоге подключение ПС 500 кВ Даурия к сети 220 кВ осуществляется посредством шести ВЛ(КВЛ) 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 2;
- КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т.

Электрическая сеть 220 кВ в районе размещения ПС 220 кВ Сквородино после перевода вышеуказанных ВЛ 220 кВ будет представлена следующими линиями:

- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 2;
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында;
- ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т I цепь;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т II цепь.

Схема соединений РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта 500 кВ – ПС Даурия 500 кВ представлена на рисунке 12:

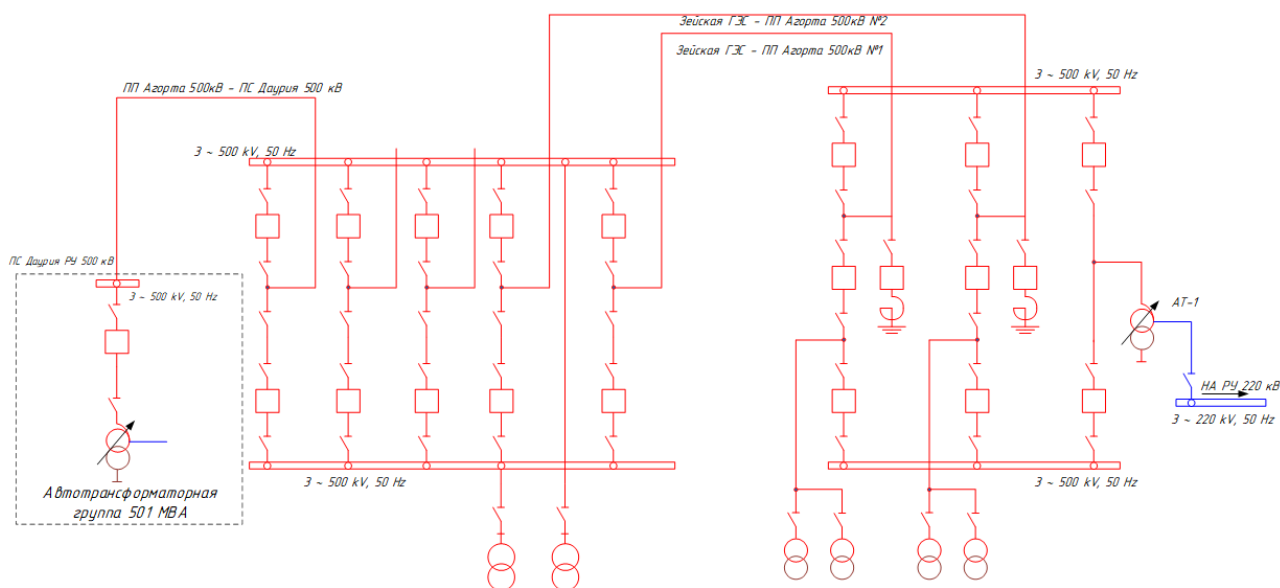


Рисунок 12 –Соединение РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта 500 кВ – ПС Даурия 500 кВ

Вариант 2 – ввод линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская №1 с отпайкой на ПС Даурия, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2 с отпайкой на ПС Даурия.

При данном варианте подключения линии Зейская ГЭС – ПС Даурия строятся напрямую без переключательного пункта «ПП Агорта 500 кВ».

Длина линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия №1 составляет 288,5 км. Длина линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия №2 составляет 287,5 км.

В данном варианте для РУ 500 кВ рассматривается схема 7 «Четырехугольник». «Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативой схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной.»[40]

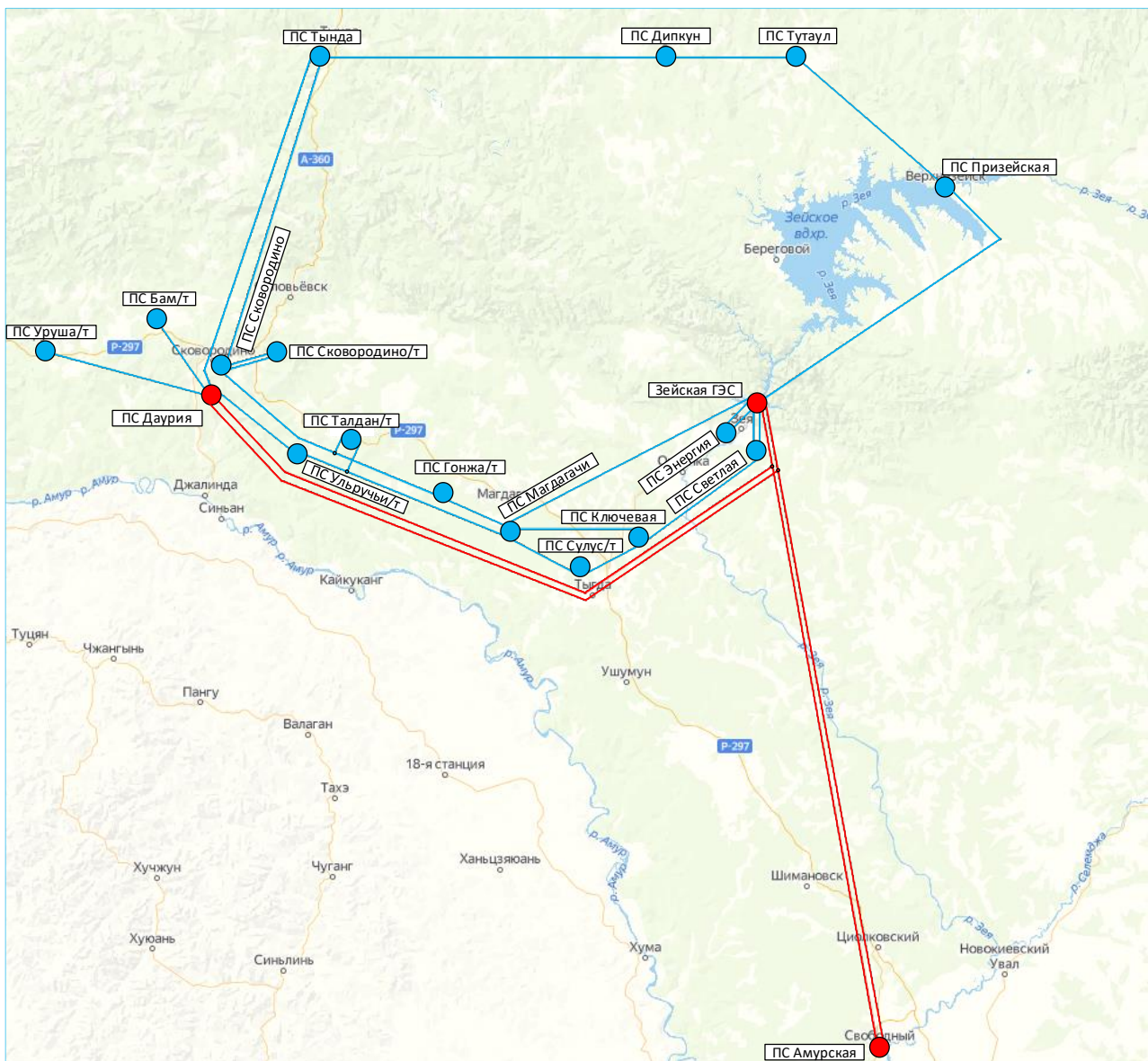


Рисунок 13 – Карта-схема второго варианта подключения

Схема соединений РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПС Даурия 500 кВ представлена на рисунке 14:

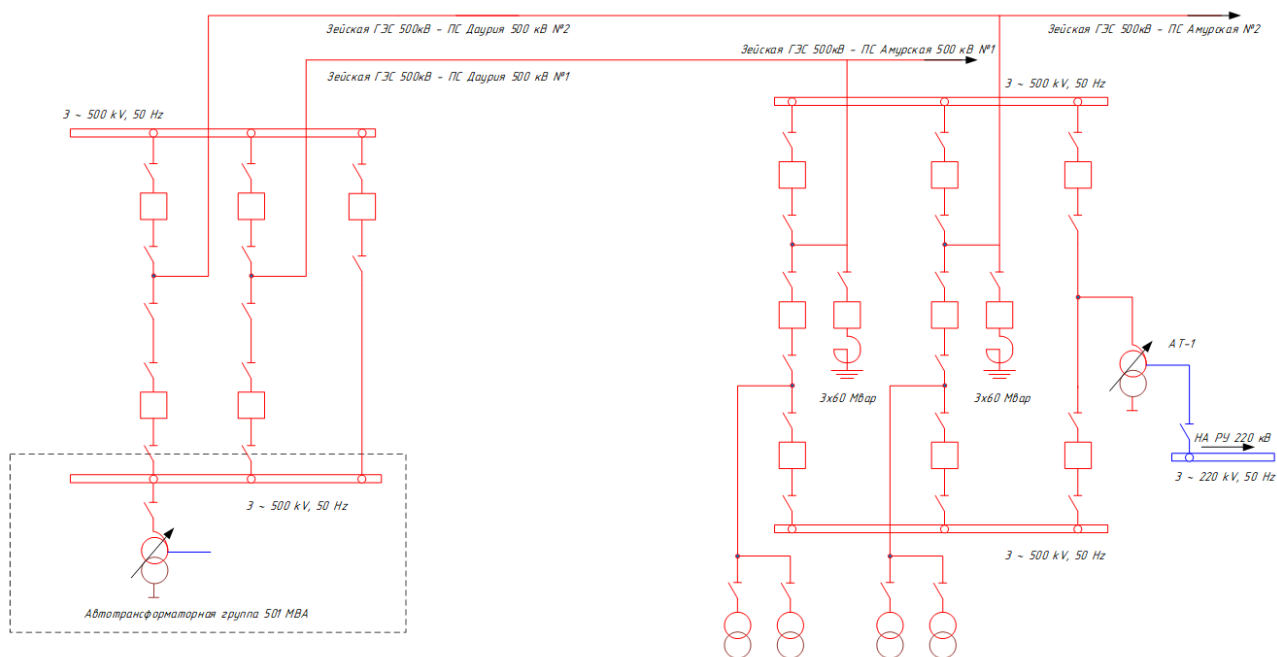


Рисунок 14 –Соединение РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПС Даурия 500 кВ

Вариант 3 – ввод линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1; ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2; ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Сквородино.

Для данного варианта, присоединение линии 500 кВ на ПС Сквородино с расширением РУ 500 кВ, производится с Зейской ГЭС через ПП Агорта.



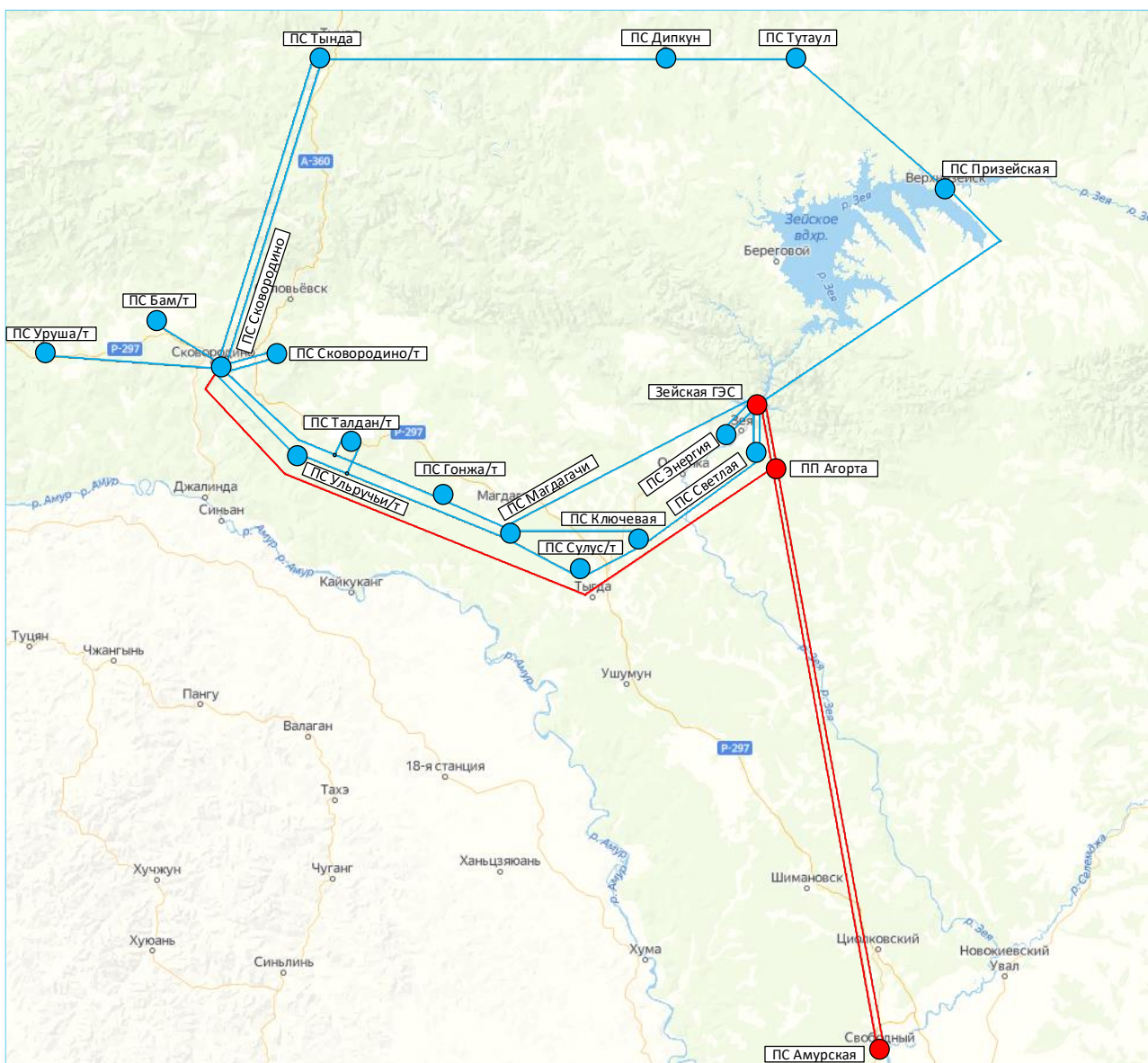


Рисунок 15 – Карта-схема третьего варианта подключения

Данная схема присоединения не подразумевает строительство ПС Даурия 500 кВ. Для данного варианта присоединения линии 500 кВ производится модернизация ПС Сковородино 220 кВ в части строительства нового РУ 500 кВ на территории подстанции, с переводом её номинального напряжения на 500 кВ.

Длина линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта составляет 5,5 км. Длина линии ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Сковородино составляет 284 км.

Электрическая сеть 220 кВ ПС 500 кВ Сковородино при данном варианте конфигурации сети, будет представлена следующими линиями:

- ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т I цепь;
- ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т II цепь;

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1;
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
- ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т.
- ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т;

Линия ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Сквородино также, как и при первом варианте подключения, выполняется одноцепной, поскольку на ПС Даурия при потере мощности с линии ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта подпитка осуществляется с транзитных линий:

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1;
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2;
- ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т.

В данном варианте подключения используется схема №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем».

Схема соединений РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта – ПС Даурия представлена на рисунке 16:

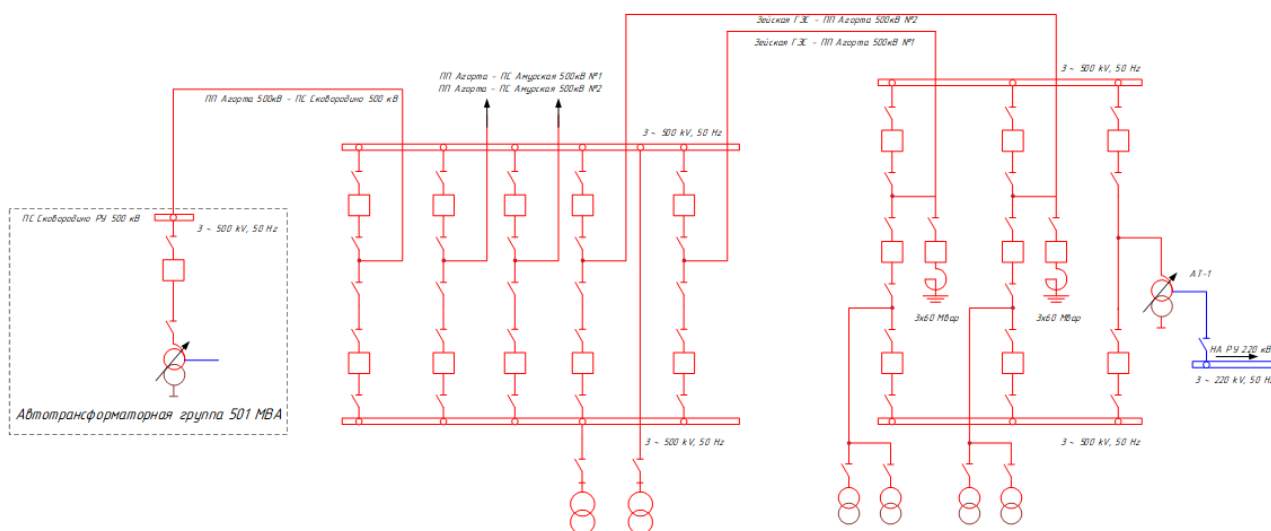


Рисунок 16 –Соединение РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ

Вариант 4 – ввод линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1; ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2; ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №1; ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №2.

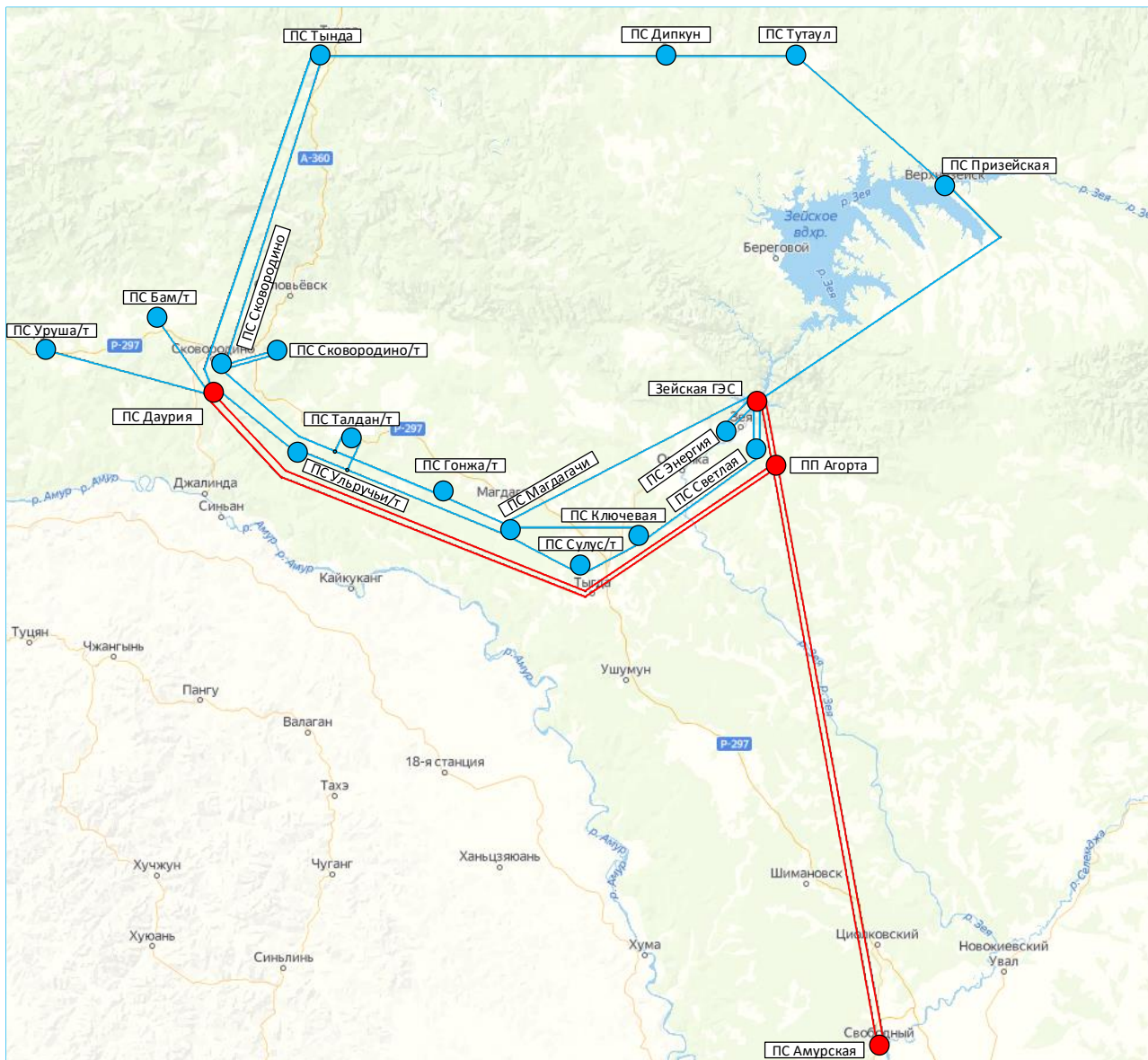


Рисунок 17 – Карта-схема четвертого варианта подключения

Связь проектируемого РУ 500 кВ на подстанции Даурия с электрической сетью 500 кВ выполняется при помощи сооружения заходов двух ВЛ 500 кВ ПП Агорта- ПС Даурия на площадку ПС 500кВ Даурия. По способу подключения к сети проектируемая ПС 500кВ Даурия является узловой.

Рассмотрим схему для проектируемой сети, представленную на рисунке 17.

ПС 500 кВ Даурия не связывается с существующей ПС Сквородино 220кВ.

Для обеспечения разгрузки по потребляемой мощности подстанции Сквородино 220 кВ некоторые присоединения переводятся на новую ПС Даурия. Также для транзита мощности со стороны РУ 220 кВ подстанции Даурия будет использоваться линия Даурия – Ульручы/т.

Длина линий ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта составляет 5,5 км. Длина линии ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №1 составляет 280 км. Длина линии ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №2 составляет 280 км.

Проектируемая связь 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта выполняется двумя параллельными линиями для обеспечения надежности энергоснабжения при потере одной из линий. При потере двух линий 500 кВ подпитка осуществится с линии ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.

В итоге подключение ПС 500 кВ Даурия к сети 220 кВ осуществляется посредством трех ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;
- ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.

Электрическая сеть 220 кВ в районе размещения ПС 220 кВ Сквородино после перевода вышеуказанных ВЛ 220 кВ будет представлена следующими линиями:

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №1;
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №2;
- ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т I цепь;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т II цепь.

В данном варианте для РУ 500 кВ ПС Даурия рассматривается схема 7 «Четырехугольник».

Схема соединений РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта 500 кВ – ПС Даурия 500 кВ представлена на рисунке 18:

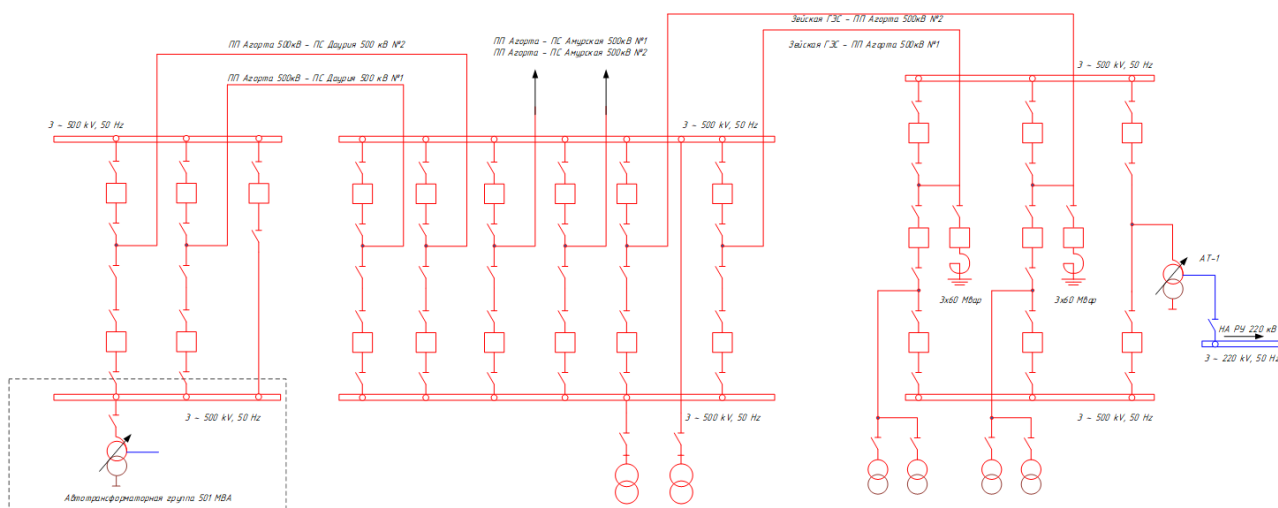


Рисунок 18 –Соединение РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПП Агорта 500 кВ – ПС Даурия 500 кВ

Представленные варианты конфигурации сети подвергаются техническому анализу с последующим отбором двух вариантов развития.

### 3.3 Технический анализ предлагаемых вариантов подключения ПС Даурия

Задача данного пункта состоит в выборе двух конкурентноспособных вариантов развития сети. Для её решения, необходимо произвести сравнение по суммарной протяжённости линий и суммарному количеству выключателей схемы, а также произвести аналитический анализ вариантов развития.

Данные для каждого рассматриваемого варианта были сведены в таблицы и представлены ниже.

Таблица 18 – Характеристика линий для первого варианта.

Линия	Длина линии, км
1	2
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	5,5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	5,5
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия	280
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1;	1,65
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2;	1,67

1	2
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;	1,4
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.	0,4

Таблица 19 – Количество вводимых выключателей для первого варианта присоединения.

Присоединение	Количество выключателей
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	2
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	2
ВЛ 500 кВ ПП Агорта - ПС Амурская №1	2
ВЛ 500 кВ ПП Агорта - ПС Амурская №2	2
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия	9
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 2;	1
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.	1

Таблица 20 – Характеристика линий для второго варианта.

Линия	Длина линии, км
1	2
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия № 1;	288,5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия № 2;	287,5

1	2
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;	1,4
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.	0,4

Таблица 21 – Количество вводимых выключателей для второго варианта присоединения.

Присоединение	Количество выключателей
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия № 1;	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Даурия № 2;	6
КВЛ 220 кВ Даурия – Тында № 1;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.	1

Таблица 22 – Характеристика линий для третьего варианта.

Линия	Длина линии, км
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	5,5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	5,5
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия	284

Таблица 23 – Количество вводимых выключателей для третьего варианта присоединения.

Присоединение	Количество выключателей
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	2
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	2
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Сквородино	9
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т №1	1
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т №2	1

Таблица 24 – Характеристика линий для четвертого варианта.

Линия	Длина линии, км
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	5,5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	5,5
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №1	280
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №2	280
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т;	1,5
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т.	0,4



Таблица 25 – Количество вводимых выключателей для четвертого варианта присоединения.

Присоединение	Количество выключателей
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	2
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	2
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №1	12
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия №2	12
ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	1
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	1

Таблица 26 – Суммарная длина линий и выключателей рассматриваемых вариантов.

Рассматриваемый вариант	Суммарная длина линий 500 кВ, км	Суммарная длина линий 220 кВ, км	Количество выключателей
Первый	291	8,12	23
Второй	576	4,8	16
Третий	295	0	21
Четвертый	571	3,4	31

Электрические сети должны быть спроектированы с минимальными затратами и обеспечивать надежность, качество энергии у потребителей, а также быть гибкими и экономичными. Для достижения этой цели используется метод отбора разработанных вариантов, который предусматривает несколько вариантов проектирования сети на основе ее технико-экономического сравнения, из которых выбирается оптимальный. Важно отметить, что каждый

вариант должен быть обоснован и основан на технических и экономических собранных данных.

Наиболее предпочтительными вариантами конфигурации сети в части количества выключателей и длины линий, являются первый и третий варианты. Второй вариант обеспечивает меньшее количество выключателей, но является самым ресурсозатратным в части протяженности линий. Также, в рассмотренных вариантах подключения предварительно было выявлено, что одним из затратных вариантов исполнения является четвертый вариант присоединения. Третий вариант подключения является самым малоёмким в части количества переводимых линий 220 кВ. Первый вариант требует минимальную длину вводимых линий в части 500 кВ.

Схема первого варианта подключения обеспечивает гибкость сети 500 кВ рассматриваемого участка. Данный вариант присоединения обеспечивает благоприятные условия для увеличения пропускной способности контролируемого участка схемы «ОЭС – Запад Амурэнерго» и обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Российские железные дороги» к электрическим сетям ПАО «РОССЕТИ», которые определяются такими ведомственными подстанциями как: Уруша/т, БАМ/т, Ульручи/т. Также, осуществляется двухцепная связь с ПС Сковородино в части РУ 220 кВ, позволяющая обеспечить наибольшую пропускную способность для обеспечения выдачи мощности потребителям, а также усовершенствовать схему и сделать её более гибкой для осуществления бесперебойного питания при аварийной ситуации. В данном случае ПС Сковородино будет иметь транзит мощности с ПС Даурия, ПС Тынды и ПС Гонжа/т через шины которой осуществляется транзит с ПС Магдагачи.

Рассмотрим подключение по второму варианту. Данный вариант подключения осуществим, но не обеспечивает гибкость схемы 500 кВ для перспективного развития электрической схемы Амурской области в контексте данного уровня напряжения. Внедрение переключательного пункта обеспечит разветвление линий 500 кВ на большие присоединения, что обеспечит большую

надежность в случае возникновения аварийной ситуации, но в данном варианте разработки линий 500 кВ строительство данного переключательного пункта не предусмотрено. При вводе ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Амурская №1 с отпайкой на ПС Даурия, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2 с отпайкой на ПС Даурия, устанавливается связь двухцепной линией с ПС Сквородино в части РУ 220 кВ. Переводимые линии с ПС Сквородино на ПС Даурия такие-же, как и при первом варианте подключения.

Подключение по третьему варианту присоединения не подразумевает строительство ПС Даурия 500 кВ. Для данного варианта присоединения линии 500 кВ производится модернизация ПС Сквородино 220 кВ в части строительства нового РУ 500 кВ на территории подстанции, с переводом её номинального напряжения на 500 кВ. Для данного варианта исполнения схемы потребуется полная реконструкция всей ПС Сквородино, так как оборудование данной подстанции находится на грани полной выработки своего ресурса в части первичного и вторичного оборудования подстанции. Так как в контексте данной магистерской диссертации предполагается ввод линии 500 кВ с применением инновационных технологий, то данный вид присоединения является целесообразным только в случае полной реконструкции ПС Сквородино, по причине нерациональности совмещения морально устаревшего оборудования с новым оборудованием, которое предполагается установить на новое РУ 500 кВ.

Подключение по четвертому варианту присоединения является наиболее надежным в части линий 500 кВ, так как подключение осуществляется двумя параллельными линиями, что обеспечивает резервирование одной из ВЛ 500 кВ как со стороны Зейской ГЭС, так и со стороны ПС Даурия. При данном виде исполнения схемы ПС Даурия осуществляет транзит мощности линиями ВЛ Даурия – Агорта в части 500 кВ и линией ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т, через шины ПС Ульручи/т для обеспечения транзита с ПС Магдагачи в части 220 кВ. Транзит мощности через ПС Сквородино не осуществляется. Производится перевод ведомственных присоединений ПС Уруша/т, ПС БАМ/т, ПС Ульручи/т для разгрузки ПС Сквородино в части выдаваемой мощности. Танзит мощности

для ПС Сквородино производится через линии ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино и ВЛ 220 кВ Гонжа/т через шины ПС Гонжа/т для обеспечения транзита с ПС Магдагачи. Данная схема присоединения является наиболее надежной из всех рассмотренных вариантов.

Вывод: Исходя из проанализированных схем присоединения для дальнейшего рассмотрения выбраны первый и третий варианты конфигурации сети.

### 3.4 Выбор сечения провода для выбранных вариантов

Перед тем, как приступить к техническому анализу выбранных вариантов конфигурации сети, необходимо произвести выбор сечения проводов. Параметры выбранного сечения используются для оценки токовой загрузки ЛЭП при данных вариантах подключения. Для расчета максимального тока используем показатели мощности, полученные при прогнозе нагрузок.

Максимальный ток присоединения рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где  $N$  - количество цепей рассматриваемого присоединения;

$U_{\text{ном}}$  - Номинальное напряжение присоединения.

Выбор сечения проводов производим методом экономических токовых интервалов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (7)$$

где  $\alpha_i$  - Коэффициент изменения нагрузки в годы эксплуатации ВЛ, принимается равным 1,05;

$\alpha_t$  - Коэффициент числа использования в годы эксплуатации ВЛ, принимается равным 1,0.

В качестве примера, произведем расчет сечения провода для ПС Тынды 220 кВ.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{47,0^2 + 14,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} \cdot 10^3 = 181,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{расч}} = 181,2 \cdot 1 \cdot 1,05 = 190,26 \text{ А.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, для данного участка сети выбрано сечение 240 мм<sup>2</sup> данное сечение соответствует току в 218А. Исходя из выбранного сечения выбран провод марки АС-240/39.

Произведем проверку на длительно допустимый ток выбранного провода. Для провода АС-240/39 длительный допустимый ток составляет 610 А. Данный провод способен обеспечить нормальный режим работы сети.

Аналогично выбираем провод для остальных присоединений выбранных вариантов.

Таблица 27 – выбор проводов рассматриваемых присоединений.

Присоединение	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{расч}}$ , А	Выбранная марка провода
1	2	3	4
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №1	2341,1	2458,2	3хАС-400/69
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта №2	2341,1	2458,2	3хАС-400/69
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Сквородино	1864,7	1957,9	3хАС-330/43
ВЛ 500 кВ ПП Агорта – ПС Даурия	1705,9	1791,2	3хАС-330/43
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	348,0	365,3	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	311,3	326,9	АС-240/39

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т	194,4	204,1	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1	181,2	190,3	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2	181,2	190,3	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан/т	305,6	320,9	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т №1	162,4	170,6	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т №2	162,4	170,6	АС-240/39

Выбранные провода проверяются по параметрам токовой загрузки в RastrWin3.

### 3.5 Расчет и анализ электрической сети при её развитии

В данном пункте производим технический анализ выбранных вариантов конфигурации сети в ПВК Rastrwin3.

Произведем расчет режима расчетной модели при вводе ПС 500 кВ Даурия и ПШ Агорта по первому варианту.

Таблица 28 - Расчетные характеристики узлов рассматриваемого эквивалента сети при вводе ПС 500 кВ Даурия по первому варианту.

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	ΔU, %	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Зейская ГЭС 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00
Светлая 220 кВ	220	85,10	15,10	0,00	0,00	-0,39	219,14
Ключевая 220 кВ	220	15,90	4,50	0,00	0,00	-3,72	211,81
Сулус/т 220 кВ	220	57,70	20,50	0,00	0,00	-4,15	210,87

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8
Магдагачи 220 кВ	220	50,20	46,00	0,00	0,00	-3,94	211,33
Гонжа/т 220 кВ	220	30,50	17,90	0,00	0,00	-3,99	211,23
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,19	212,98
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,20	212,97
Талдан/т 220 кВ	220	37,00	30,10	0,00	0,00	-3,21	212,94
Ульручы/т 220 кВ	220	46,00	26,00	0,00	0,00	-2,10	215,39
Сковородино 220 кВ	220	95,40	4,30	0,00	0,00	-1,30	217,13
Бам/т 220 кВ	220	87,00	37,00	0,00	0,00	-5,02	208,96
Уруша/т 220 кВ	220	72,60	43,50	0,00	0,00	-4,30	208,33
Сковородино/т 220 кВ	220	36,30	25,20	0,00	0,00	-1,39	216,95
Тында 220 кВ	220	47,00	14,90	0,00	0,00	0,00	220,00
Дипкун 220 кВ	220	3,10	1,40	0,00	0,00	0,91	222,00
Тутаул 220 кВ	220	0,80	0,50	0,00	0,00	0,80	221,75
Призейская 220 кВ	220	9,50	50,50	0,00	0,00	0,00	220,00
Зейская ГЭС 500 кВ	500	0,00	0,00	-1379,2	-147,6	0,00	500,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	15,75
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75
УШР 220 кВ Призейская	220	0,00	0,00	0,00	17,94	0,00	220,00
УШР 220 кВ Сковородино	220	0,00	0,00	0,00	32,42	-1,30	217,13

1	2	3	4	5	6	7	8
УШР 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-25,26	0,00	220,00
Энергия 220 кВ	220	52,00	9,00	0,00	0,00	-0,44	219,02
Даурия 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,22	498,89
Даурия 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,31	217,11
ПП Агорта 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	501,09
Нейтраль Даурия АТ1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,28	498,58
Амурская 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	3,93	519,65
Амурская 220 кВ	220	496,00	58,90	0,00	0,00	1,58	223,48

Таблица 29 – Расчетные характеристики ветвей рассматриваемого эквивалента сети при вводе ПС 500 кВ Даурия по первому варианту.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Изагр %
1	2	3	4	5
Зейская 220 кВ – Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,00	20,89
Зейская 220 кВ – Светлая 220 кВ	0,98	4,38	-27,02	20,89
Зейская 220 кВ – Магдагачи 220 кВ	9,45	54,34	-359,96	22,34
Светлая 220 кВ – Ключевая 220 кВ	10,78	48,18	-297,48	25,74
Ключевая 220 кВ – Магдагачи 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	6,43
Ключевая 220 кВ – Сулус/т 220 кВ	2,05	7,57	-50,91	18,33
Сулус/т 220 кВ – Магдагачи 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	3,62
Магдагачи 220 кВ – отп.1	9,20	33,93	-228,23	13,42
Магдагачи 220 кВ – Гонжа/т 220 кВ	3,45	15,40	-95,10	14,93
отп.1 – Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	7,22



1	2	3	4	5
отп.1 – Ульручы/т 220 кВ	5,17	19,05	-128,16	10,25
Ульручы/т 220 кВ – Сковородино 220 кВ	3,53	13,01	-87,49	8,02
Гонжа/т 220 кВ – отп.2	4,13	18,45	-113,91	9,57
отп.2 – Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,07	5,68
отп.2 – Сковородино 220 кВ	6,74	30,12	-185,96	8,65
Сковородино 220 кВ – Сковородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	6,57
Сковородино 220 кВ – Сковородино/т 220 кВ	0,63	2,31	-15,51	6,57
Сковородино 220 кВ – Тында 220 кВ	14,90	66,58	-411,12	4,35
Тында 220 кВ – Дипкун 220 кВ	14,33	64,05	-395,50	9,02
Дипкун 220 кВ – Тутаул 220 кВ	4,80	21,45	-132,45	10,51
Тутаул 220 кВ – Призейская 220 кВ	8,94	39,94	-246,62	9,01
Призейская 220 кВ – Зейская ГЭС 220 кВ	17,95	80,22	-495,36	11,47
Зейская ГЭС 500 кВ – Зейская ГЭС 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 – Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 – Зейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Призейская – Призейская 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Сковородино – Сковородино 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 кВ Тында – Тында 220 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 кВ – Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	1,17
Светлая 220 кВ – Энергия 220 кВ	0,57	2,53	-15,63	1,17
Зейская 500 кВ – ПП Агорта 500 кВ	0,32	2,27	-15,07	27,77
Зейская 500 кВ – ПП Агорта 500 кВ	0,27	1,86	-12,33	33,91

1	2	3	4	5
ПП Агорта 500 кВ - Даурия 500 кВ	16,52	115,64	-767,20	18,79
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	0,16	0,71	-4,37	16,36
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	0,16	0,72	-4,42	16,16
Даурия 220 кВ - Тында 220 кВ	15,03	67,18	-414,83	4,35
Даурия 220 кВ - Бам/т 220 кВ	15,04	67,22	-415,10	30,41
Даурия 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	7,20	32,18	-198,68	23,18
Даурия 220 кВ - Ульручьи/т 220 кВ	2,77	12,40	-76,56	8,12
Даурия 500 кВ - Нейтраль Даурия АТ1	0,58	0	0,00	0,00
Нейтраль Даурия АТ1 - Даурия 220 кВ	0,39	61	0,00	0,00
ПП Агорта 500 - Амурская 500	9,95	109,25	-1383,4	21,97
ПП Агорта 500 - Амурская 500	9,86	107,98	-1364,5	22,03
Амурская 500 - Амурская 220	0,95	62,38	2,2	29,58

Вывод: Расчет модели показывает, что режимная ситуация при вводе ПС Даурия в части отклонения напряжения улучшилась. Самый большой параметр отклонения напряжения в данном режиме зафиксирован в узле «ПС Бам/т 220 кВ» и составляет -5,02%. Наибольшая нагрузка по току в нормальном режиме зафиксирована на участке «ПС Светлая 220 кВ – ПС Ключевая 220 кВ» и составляет 25,74%. Исходя из этого, приходим к выводу, о улучшении показателей режимной ситуации. Ввод данной подстанции с технической точки зрения, является эффективным решением для увеличения пропускной способности рассматриваемого участка сети. Исходя из этого обеспечивается техническая возможность присоединения потенциально новых потребителей.

Графика режима рассматриваемой сети при вводе ПС Даурия по первому варианту представлена на рисунке 19.



Произведем анализ параметров рассматриваемой сети при вводе ПС Даурия 500 кВ в послеаварийном режиме по первому варианту.

Для того, чтобы рассмотреть послеаварийный режим необходимо отключить линию «ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Даурия» т.к. имеет самую большую загруженность среди линий 500 кВ, а также является одноцепной.

Таблица 30 - Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения для послеаварийного режима первого варианта.

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{н}}$ , МВт	$Q_{\text{н}}$ , Мвар	$P_{\text{г}}$ , МВт	$Q_{\text{г}}$ , Мвар	$\Delta U$ , %	U, кВ
Бам/т 220 кВ	220	87,00	37,00	0,00	0,00	-6,36	199,80
Уруша/т 220 кВ	220	72,60	43,50	0,00	0,00	-6,31	206,18

Анализ данного режима показал, что отклонения напряжения в узлах находятся в пределах 6%. Максимальное отклонение напряжение отмечается на шинах подстанции 220 кВ Бам/т. Остальные параметры отклонения напряжения узлов находятся в допустимых пределах.

Таблица 31 – Параметры ветвей с наибольшей токовой загрузкой для послеаварийного режима первого варианта.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Изагр %
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	88,74
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	89,52
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	84,82
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	82,36
отп.1 - Ульручы/т 220	5,17	19,05	-128,16	84,47

Максимальная нагрузка по току отмечается на участке «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» и составляет 89,52%. Остальные участки сети находится в допустимых пределах.

Результаты расчета послеаварийного режима при вводе ПС Даурия по первому варианту представлены в приложении В.

Вывод: из рассмотренного послеаварийного расчета видно, что отклонения напряжений в узлах уменьшилось по сравнению с исходным режимом без ввода подстанции и не превышает 10%. Токовая загрузка линий не превышает номинальных значений, что положительно сказывается на выработке ресурса оборудования.

Графика режима рассматриваемой сети при вводе ПС Даурия по первому варианту, представлена на рисунке 20.

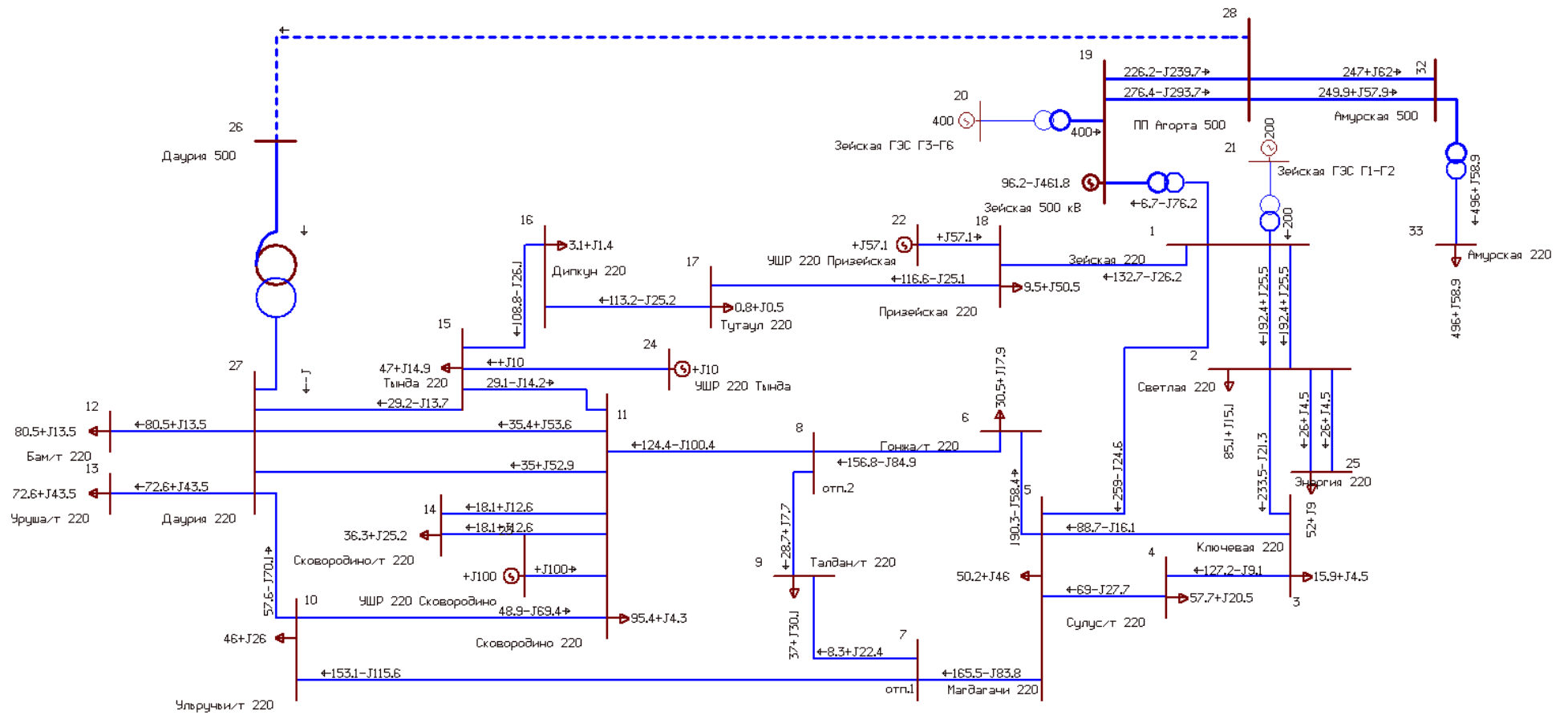


Рисунок 20 - Графика рассматриваемого района проектирования послеаварийного режима при вводе ПС Давурия по первому варианту

Выполним анализ параметров рассматриваемой сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино при третьем варианте подключения.

Произведем расчет режима расчетной модели при вводе ПС 500 кВ Даурия и ПП Агорта по четвертому варианту в ПВК Rastrwin3.

Таблица 32 - Расчетные характеристики узлов рассматриваемого эквивалента сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино по третьему варианту.

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	ΔU, %	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Зейская 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00
Светлая 220 кВ	220	85,1	15,1	0,00	0,00	-0,40	219,12
Ключевая 220 кВ	220	15,9	4,5	0,00	0,00	-4,05	211,10
Сулус/т 220 кВ	220	57,7	20,5	0,00	0,00	-4,51	210,08
Магдагачи 220 кВ	220	50,2	46	0,00	0,00	-4,36	210,41
Гонжа/т 220 кВ	220	30,5	17,9	0,00	0,00	-4,55	209,99
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,95	211,31
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,95	211,32
Талдан/т 220 кВ	220	37	30,1	0,00	0,00	-3,96	211,28
Ульручыи/т 220 кВ	220	46	26	0,00	0,00	-3,33	212,68
Сковородино 220 кВ	220	95,4	4,3	0,00	0,00	-1,96	215,69
Бам/т 220 кВ	220	87,00	37,00	0,00	0,00	-3,26	212,84
Уруша/т 220 кВ	220	72,6	43,5	0,00	0,00	-5,91	207,01
Сковородино/т 220 кВ	220	36,3	25,2	0,00	0,00	-2,04	215,51
Тында 220 кВ	220	47	14,9	0,00	0,00	0,00	220,00
Дипкун 220 кВ	220	3,1	1,4	0,00	0,00	0,95	222,09

1	2	3	4	5	6	7	8
Тутаул 220 кВ	220	0,8	0,5	0,00	0,00	0,84	221,84
Призейская 220 кВ	220	9,5	50,5	0,00	0,00	0,00	220,00
Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	-1379	-342	0,00	500,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	15,75
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75
УШР 220 кВ Призейская	220	0,00	0,00	0,00	18,06	0,00	220,00
УШР 220 кВ Сквородино	220	0,00	0,00	0,00	24,68	-1,96	215,69
УШР 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	-24,9	0,00	220,00
Энергия 220 кВ	220	52,00	9,00	0,00	0,00	-0,45	219,00
ПП Агорта 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	3,67	518,37
Нейтраль Даурия АТ1	500	496	58,9	0,00	0,00	1,32	222,90
Амурская 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,32	493,42
Амурская 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,89	490,55
Сквородино 500 кВ	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00
Нейтраль АТ Сквородино	500	85,1	15,1	0,00	0,00	-0,40	219,12



Таблица 33 - Расчетные характеристики ветвей рассматриваемого эквивалента сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино по третьему варианту.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Iзагр %
1	2	3	4	5
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,00	46,95
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,02	46,95
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	36,27
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	40,74
Ключевая 220 - Магдагачи 220	4,80	21,45	-132,45	9,64
Ключевая 220 - Сулус/т 220	2,05	7,57	-50,91	27,90
Сулус/т 220 - Магдагачи 220	3,53	13,01	-87,49	3,99
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	17,47
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	20,84
отп.1 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	8,30
отп.1 - Ульручьи/т 220	5,17	19,05	-128,16	12,77
Ульручьи/т 220 - Сковородино 220	3,53	13,01	-87,49	23,30
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	12,26
отп.2 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	10,85
отп.2 - Сковородино 220	6,74	30,12	-185,96	14,13
Сковородино 220 - Уруша/т 220	7,06	31,53	-194,70	34,65
Сковородино 220 - Бам/т 220	2,29	10,25	-63,31	37,62
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	9,69
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	9,69
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	9,92
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	9,92
Тында 220 - Дипкун 220	14,33	64,05	-395,50	12,83
Дипкун 220 - Тутаул 220	4,80	21,45	-132,45	14,56

1	2	3	4	5
Тутаул 220 - Призейская 220	8,94	39,94	-246,62	16,85
Призейская 220 - Зейская 220	17,95	80,22	-495,36	19,80
Зейская 500 кВ - Зейская 220	1,11	58,87	4,40	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Призейская - Призейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Сковородино - Сковородино 220	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Тында - Тында 220	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	10,23
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	10,23
Зейская 500 кВ - Амурская 500	9,95	109,25	-1383,40	21,93
Зейская 500 кВ - Амурская 500	9,86	107,98	-1364,50	22,00
Амурская 500 - Амурская 220	0,95	62,38	2,20	29,66
Зейская 500 кВ - Сковородино 500	16,52	115,64	-767,20	21,55
Сковородино 500 - Нейтраль АТ Сковородино	0,48	38,80	0,00	20,74
Нейтраль АТ Сковородино - Сковородино 220	0,48	0,00	0,00	20,74

Графика режима рассматриваемой сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино по третьему варианту представлена на рисунке 21.

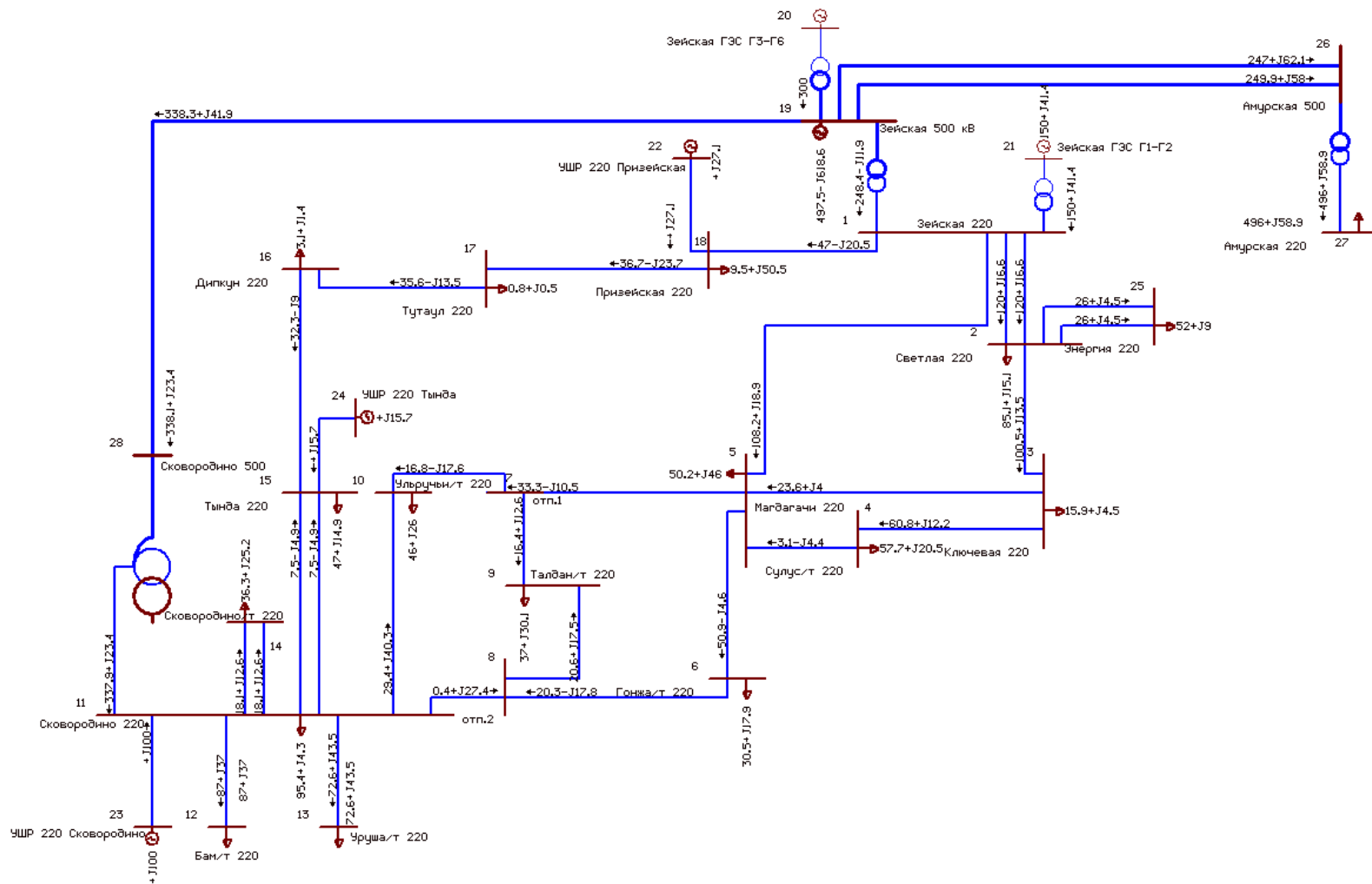


Рисунок 21 - Графика рассматриваемого района проектирования при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино по третьему варианту

Вывод: Расчет модели показывает, что режимная ситуация при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино улучшилась в части отклонения напряжений и токовой загрузки линий. Самый большой параметр отклонения напряжения в данном режиме зафиксирован в узле «ПС Уруша/т 220 кВ» и составляет 5,74 %. Наибольшая загрузка по току в нормальном режиме зафиксирована на участке «ПС Зейская 220 кВ – ПС Светлая 220 кВ» и составляет 47,0%.

Технически рассмотренное строительство РУ 500 кВ на ПС Сковородино, также, как и при первом варианте подключения, является эффективным способом увеличения пропускной способности участка сети, что позволит присоединять новых потенциальных потребителей.

Выполним анализ параметров рассматриваемой сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино в послеаварийном режиме по третьему варианту.

Для того, чтобы рассмотреть послеаварийный режим необходимо отключить вводимую линию «ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Сковородино».

Таблица 34 - Параметры узлов с наибольшими отклонениями напряжения для послеаварийного режима третьего варианта.

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	ΔU, %	U, кВ
Ключевая 220 кВ	220,00	15,90	4,50	0,00	0,00	-6,22	204,77
Сулус/т 220 кВ	220,00	57,70	20,50	0,00	0,00	-7,38	203,77
Магдагачи 220 кВ	220,00	50,20	46,00	0,00	0,00	-7,12	204,33
Гонжа/т 220 кВ	220,00	30,50	17,90	0,00	0,00	-6,24	204,96

Максимальное отклонение напряжение отмечается на шинах подстанции Магдагачи 220 кВ, а также на подстанции Сулус/т 220 кВ. Остальные параметры отклонения напряжения узлов находятся в допустимых пределах 6 %.

Таблица 35 – Параметры ветвей с наибольшими отклонениями напряжения для послеаварийного режима первого варианта.

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Iзагр %
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	89,08
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	91,83
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	86,17
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	83,42

Максимальная нагрузка по току отмечается на участке «ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая» и составляет 97,83%. Результаты расчета послеаварийного режима при вводе ПС Даурия по четвертому варианту представлены в приложении Г. Из рассмотренного послеаварийного расчета видно, что отклонения напряжений в узлах находятся в допустимых пределах.

Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме не превышает номинальных значений. Графика режима рассматриваемой сети при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино, представлена на рисунке 22.

Вывод: Исходя из расчета и анализа рассмотренных конфигураций электрической сети, первый вариант обеспечивает наиболее оптимальные варианты в части отклонения напряжений и токовой нагрузки линий. Для третьего варианта наиболее высокие параметры отклонения напряжения составляют 7,38% на подстанции Сулус/т 220кВ, тогда как по первому варианту конфигурации сети, максимальное отклонение напряжения составляет 6,36% на подстанции Бам/т 220 кВ. Максимальное значение параметра токовой нагрузки линий для третьего варианта фиксируется на ВЛ 220 кВ «ПС Светлая – ПС Ключевая» и составляет 91,83%. Для первого варианта конфигурации сети данный параметр фиксируется на ВЛ «ПС Светлая – ПС Ключевая» и составляет 89,52%, что является меньшим показателем в сравнении с третьим вариантом.

Исходя из вышеизложенного наиболее предпочтительной конфигурацией сети является первый вариант.

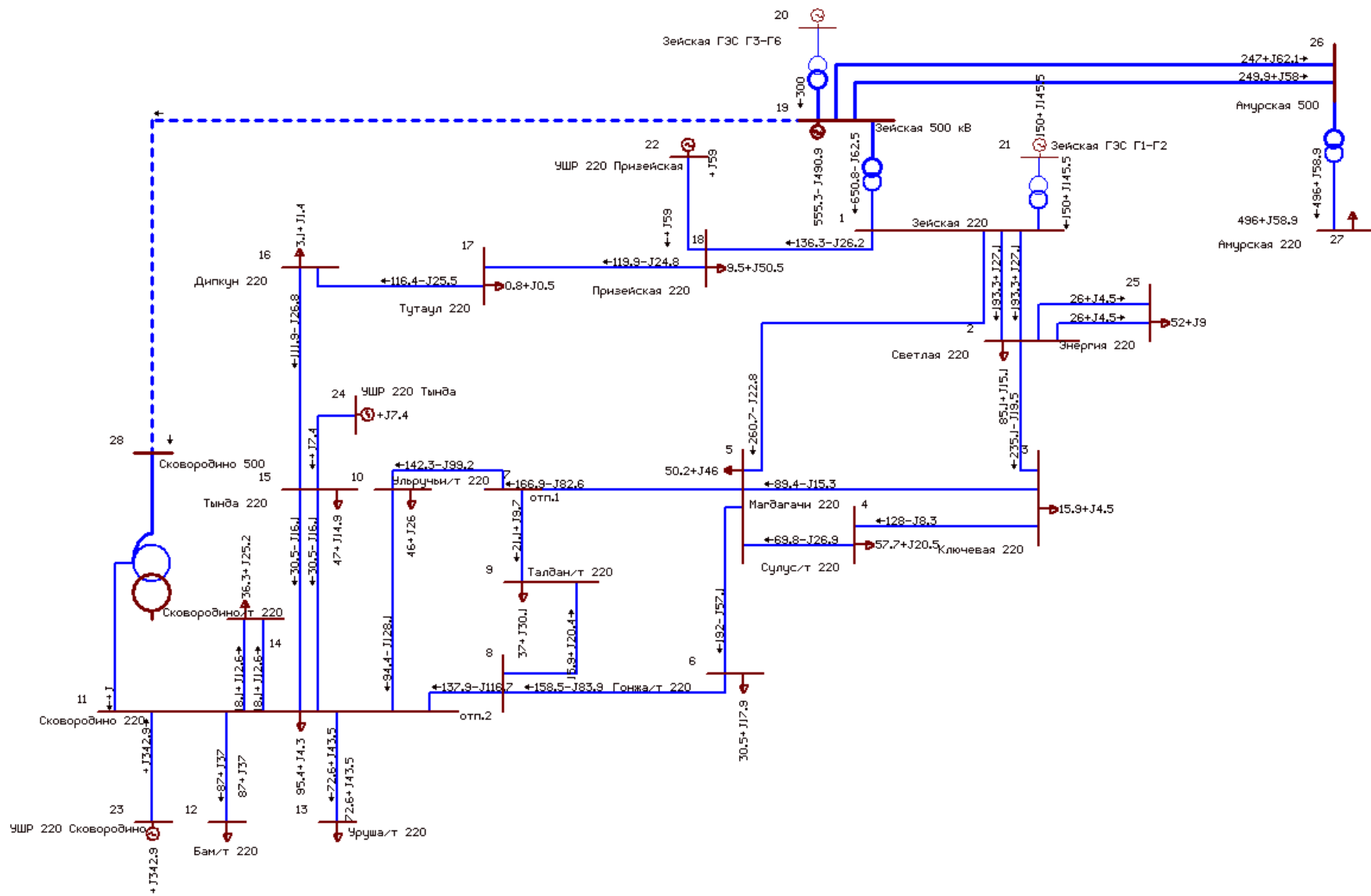


Рисунок 22 - Графика рассматриваемого района проектирования послеаварийного режима при вводе РУ 500 кВ на ПС Сковородино по третьему варианту

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

В данном разделе проводится анализ экономической эффективности различных вариантов развития электрической сети 500 кВ, с учетом обеспечения надежности системы, для выбора наиболее эффективного варианта.

Электрические сети должны быть спроектированы с минимальными затратами и обеспечивать надежность, качество энергии у потребителей, а также быть гибкими и экономичными. Для достижения этой цели используется метод отбора разработанных вариантов, который в дальнейшем предусматривает несколько вариантов проектирования сети на основе ее технико-экономического сравнения, из которых выбирается оптимальный. Важно отметить, что каждый вариант должен быть обоснован и основан на технических и экономических собранных данных.

Выбранными экономическими критериями для выбора оптимального варианта являются статические приведенные затраты и чистый дисконтированный доход.

Задача этого раздела - определить общие капитальные вложения, необходимые для строительства электросетей и подстанций. Материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для реализации проекта, суммируются для образования капитальных вложений. Капитальные вложения включают затраты на строительство РУ подстанций и оборудование линий электропередачи.

При сравнении технических и экономических показателей учитываются только те варианты, которые соответствуют техническим требованиям и позволяют потребителю получать нужную электроэнергию определенного качества с достаточной степенью надежности.

Необходимо выбрать лучший вариант на основе технико-экономических показателей этих вариантов. Для этого производятся расчеты сравнительной экономической эффективности капитальных вложений и выбирается вариант с

минимальными приведенными затратами. Это является экономическим критерием для определения наиболее выгодного варианта. Статические приведенные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (8)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$K$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

$I_{\Sigma}$  – эксплуатационные издержки, тыс. руб./год.

#### 4.1 Расчет капиталовложений для реализации вариантов проекта

Расчет капиталовложений произведен по укрупненным показателям [42]. Капиталовложения на строительство подстанций включают в себя расходы на приобретение трансформаторов, строительство распределительного устройства подстанции, а также на установку оборудования и на благоустройство территории, включая закупку земельных участков, прокладку коммуникаций и другие постоянные затраты.

Капиталовложения на строительство подстанции определяются по формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) \cdot k_{инф} \cdot k_3, \quad (9)$$

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

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

$K_{ПОСТ}$  – Постоянная часть затрат;

$k_{инф}$  – Коэффициент инфляции;

$k_3$  – Зональный коэффициент.



$$K_{ВЛ} = K_{лэн} \cdot L \cdot k_{инф}, \quad (10)$$

где  $K_{лэн}$  – стоимость линии, зависящая от выбранной марки;

$L$  – Длина рассматриваемой линии.

Суммарные капитальные вложения вычисляются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (11)$$

где  $K_{ВЛ}$  - Капиталовложения на строительство линии.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 32.

Таблица 36 – Капиталовложения в сооружение ВЛ

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №3
Капиталовложения в строительство ВЛ	5908464	5989680
Капиталовложения в трансформаторы	1316493	1316493
Капиталовложения в ОРУ	311191,2	311191,2
Постоянная часть затрат	147204	147204
Капиталовложения в сооружение электростанции	1774888,2	1774888,2
<b>Итого:</b>	<b>7737329,088</b>	<b>7764568,2</b>

Вывод: Расчет капиталовложений демонстрирует выгоду первого варианта по сравнению со третьим на 27239,112 тыс. руб.

#### 4.2 Расчет эксплуатационных издержек при эксплуатации проектов

Задачей данного пункта является расчёт издержек при эксплуатации предложенных проектов.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (12)$$

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

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

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (13)$$

где  $\alpha_{\text{ВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{ПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,8\%$ ;  $\alpha_{\text{ПС}} = 4,9\%$  - для 220 кВ и выше).

Издержки на стоимость потерь в рассматриваемой сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (14)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, стоимость потерь составляет 2,7 тыс.руб/ МВт·ч.

Израсходованная электроэнергия оценивается на основании эффективных мощностей и включает в себя потери в сети передачи, трансформаторах и компенсационных устройствах. Для расчета потерь в сети использовалась соответствующая модель в программе RastrWin3. Для определения потерь в рассматриваемой конфигурации сети с использованием данного программного обеспечения необходимо обозначить рассматриваемый район в соответствующем меню «Районы». Потери в рассматриваемых сетях составляют 10,62 МВт.

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p \quad (15)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Таблица 37 – Сравнение расчёта издержек при эксплуатации

Издержки, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №3
Издержки на ремонт и эксплуатацию	134669,049	134886,962
Амортизационные издержки	386866,454	388228,41
Издержки на потери	131900,4	131900,4
<b>Итого:</b>	<b>653435,903</b>	<b>655015,772</b>

Вывод: Расчет расходов предложенных вариантов показывает, какие финансовые и материальные потери будут получены проектами после 20 лет использования. Из таблицы видно, что третий вариант обладает большими итоговыми расходами, чем первый. Это обусловлено двумя параллельными линиями большой протяженности. Так как затраты, требующиеся на ВЛ намного выше, чем на обустройство РУ 500 кВ, то основной параметр стоимости конечного проекта составляет воздушная линия и прилегающие к данной стоимости сооружения, опоры, и т.д.

#### 4.3 Расчет чистого дисконтированного дохода

Произведем расчет чистого дисконтированного дохода. ЧДД реализует интегральный эффект от реализации проекта и определятся как величина, полученная дисконтированием (при постоянной ставке процента отдельно для каждого года) разницы между всеми годовыми притоками и оттоками денежных средств в течение расчетного периода. Дисконтированный эффект за расчетный период определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T \frac{\mathcal{E}_t}{(1 + E_n)^t} \quad (16)$$

где  $\mathcal{E}_t$  - Чистый поток денежных средств за период t;

T – Расчетный период;

$E_n$  - Ставка дисконтирования.

Рассчитаем чистый дисконтированный доход для выбранных вариантов конфигурации сети.

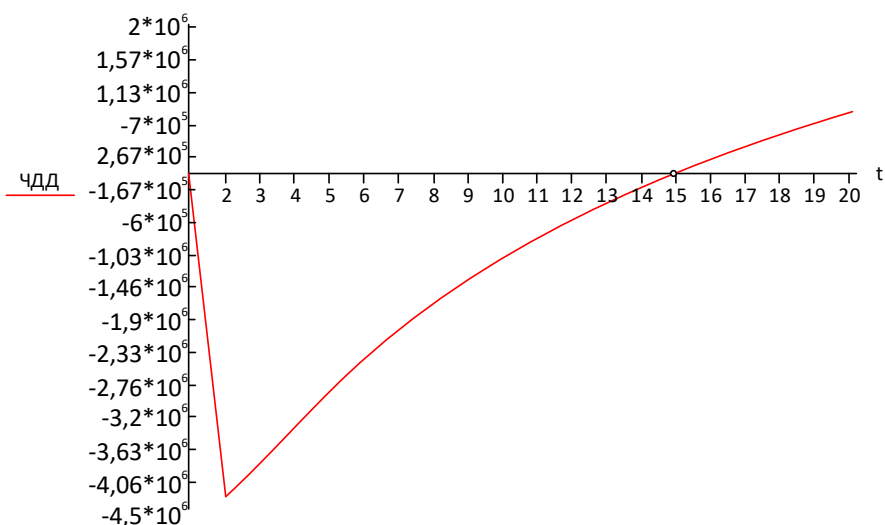


Рисунок 23 – Расчет ЧДД для первого варианта конфигурации.

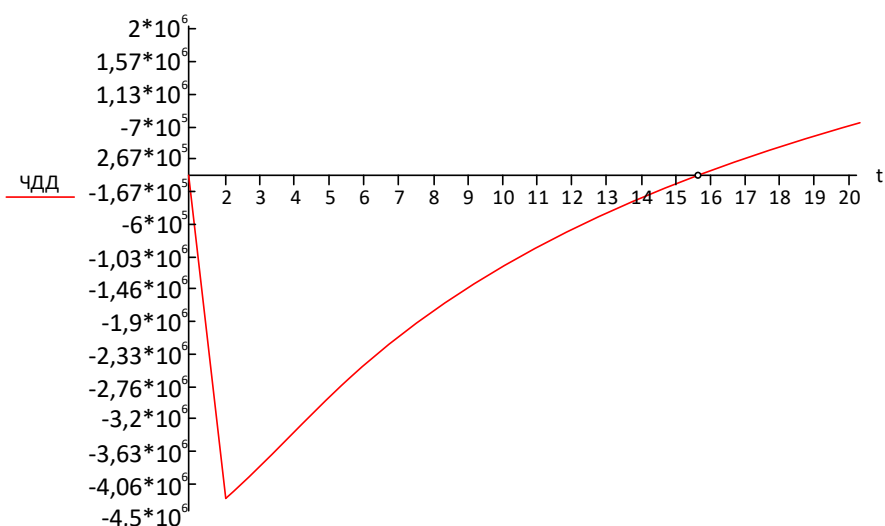


Рисунок 24 - Расчет ЧДД для третьего варианта конфигурации.

Вывод: согласно полученным значениям ЧДД, для дальнейшего рассмотрения выбран первый вариант конфигурации сети, т.к. его окупаемость в рассмотренном периоде меньше, чем у третьего варианта. Расчет чистого дисконтированного дохода с графической частью окупаемости проекта за период в 20 лет, рассмотренный для двух вариантов конфигурации сети представлен в приложении Д.

## 5 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС ДАУРИЯ 500 КВ

Данный раздел направлен на выбор первичного оборудования подстанции по расчетным параметрам, полученным в предыдущих разделах.

Выбор оборудования подстанции является одним из важнейших этапов при проектировании объекта. Ошибочный выбор оборудования может приводить к преждевременному выходу из строя как его отдельных составляющих, так и всего оборудования в целом. Правильный выбор оборудования способен обеспечить нормальный режим работы сети, а также обеспечить должные показатели надежности и качества электроэнергии.

Для правильного выбора оборудования необходимо знать параметры токов короткого замыкания для проверки оборудования на термическую, электродинамическую стойкость, а также отключающую способность. Расчет токов короткого замыкания произведен для первого варианта конфигурации сети исходя из параметров, представленных в расчетной модели.

### 5.1 Расчет токов короткого замыкания.

В сетях с заземленной нейтралью возможно возникновение четырёх типов короткого замыкания: однофазного, двухфазного, трехфазного и двухфазного на землю. По статистике наблюдаемых аварийных событий, наиболее часто возникают однофазные короткие замыкания. Вероятность возникновения короткого замыкания зависит от его типа и класса напряжения в сети, а также от региона размещения энергообъекта.

Короткие замыкания могут происходить по причинам: прямого удара молнии в оборудование, износа и старения изоляции оборудования, механического повреждения оборудования сети, а также в следствии ошибок персонала при работе с первичным и вторичным оборудованием.

В результате протекания процессов, вызванных коротким замыканием, возникает аварийный режим электрической сети, характеризующийся нарушением устойчивости энергетической системы. Это приводит к

механическому и термическому повреждению элементов системы. Важным фактором при возникновении короткого замыкания является устойчивость оборудования к ударному току короткого замыкания. Данный параметр указывается в паспорте оборудования, предоставляемый заводом изготовителем. Для предотвращения повреждения оборудования необходимо рассчитать ток короткого замыкания рассматриваемого варианта конфигурации системы. Это необходимо для выбора оборудования с подходящими характеристиками.

Расчет токов короткого замыкания рассматриваемого энергорайона производилось с использованием программного комплекса Rastrwin3, с использованием модуля RastrKZ. Данный модуль позволяет выполнить анализ токов короткого замыкания расчетной модели.

Для расчета тока короткого замыкания в модуле RastrKZ приняты следующие допущения:

- ЭДС для генераторов принимается равным уровню их номинального напряжения согласно паспортным данным оборудования;
- При расчете трехфазного тока система считается симметричной.

Таблица 38 – Характеристики генераторов рассматриваемого эквивалента сети.

Название	Реактивное сопротивление последовательности			ЭДС генератора
	Прямой	Обратной	Нулевой	
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС Г3 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75
Зейская ГЭС Г4 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75
Зейская ГЭС Г5 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75

1	2	3	4	5
Зейская ГЭС Г6 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75
Зейская ГЭС Г1 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75
Зейская ГЭС Г2 СВ 1130/220-44ХЛ4	0,205	0,21	0,11	15,75

Таблица 39 - Характеристики узлов рассматриваемого эквивалента сети.

Тип	Название	Уном, кВ
1	2	3
у	Зейская 220 кВ	220
у	Светлая 220 кВ	220
у	Ключевая 220 кВ	220
у	Сулус/т 220 кВ	220
у	Магдагачи 220 кВ	220
у	Гонжа/т 220 кВ	220
у	отп.1	220
у	отп.2	220
у	Талдан/т 220 кВ	220
у	Ульручы/т 220 кВ	220
у	Сковородино 220 кВ	220
у	Бам/т 220 кВ	220
у	Уруша/т 220 кВ	220
у	Сковородино/т 220 кВ	220
у	Тында 220 кВ	220
у	Дипкун 220 кВ	220
у	Тутаул 220 кВ	220

1	2	3
у	Призейская 220 кВ	220
у	Зейская 500 кВ	500
зак	Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75
зак	Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75
зак	УШР 220 кВ Призейская	220
зак	УШР 220 кВ Сквородино	220
зак	УШР 220 кВ Тында	220
у	Энергия 220 кВ	220
у	Даурия 500 кВ	500
у	Даурия 220 кВ	220
у	ПП Агорта 500 кВ	500
зак	Нейтраль Даурия АТ1	500
зак	Нейтраль Даурия АТ2	500
зак	Нейтраль Даурия АТ3	500

Таблица 40 – Характеристики ветвей рассматриваемого эквивалента сети.

Название	Активное сопротивлен ие, Ом	Реактивное сопротивлен ие, Ом	Проводимость на землю, мкСм
1	2	3	4
Зейская 220 кВ – Светлая 220 кВ	0,97	4,37	-27,00
Зейская 220 кВ – Светлая 220 кВ	0,97	4,37	-27,019
Зейская 220 кВ – Магдагачи 220 кВ	9,44	54,34	-359,96



1	2	3	4
Светлая 220 - кВ Ключевая 220 кВ	10,78	48,17	-297,48
Ключевая 220 кВ - Магдагачи 220 кВ	4,8	21,45	-132,45
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	2,05	7,569	-50,91
Сулус/т 220 - кВ Магдагачи 220 кВ	3,52	13,01	-87,48
Магдагачи 220 кВ - отп.1	9,20	33,93	-228,22
Магдагачи 220 кВ - Гонжа/т 220	3,44	15,40	-95,09
отп.1 - Талдан/т 220 кВ	0,074	0,33	-2,06
отп.1 - Ульручьи/т 220 кВ	5,16	19,05	-128,15
Ульручьи/т 220 кВ - Сковородино 220 кВ	3,52	13,01	-87,48
Гонжа/т 220 кВ - отп.2	4,12	18,44	-113,97
отп.2 - Талдан/т 220 кВ	0,07	0,33	-2,06
отп.2 - Сковородино 220 кВ	6,73	30,11	-185,95
Сковородино 220 кВ - Сковородино/т 220 кВ	0,62	2,30	-15,50
Сковородино 220 кВ - Сковородино/т 220 кВ	0,62	2,30	-15,50
Сковородино 220 кВ - Тында 220 кВ	14,89	66,58	-411,12
Тында 220 кВ - Дипкун 220 кВ	14,33	64,04	-395,49

1	2	3	4
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	4,8	21,45	-132,45
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	8,93	39,93	-246,62
Призейская 220 кВ - Зейская 220 кВ	17,95	80,223	-495,363
Зейская 500 кВ - Зейская 220 кВ	1,41	104,00	0
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,91	61,3	0
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220 кВ	0,61	25,7	0
УШР 220 Призейская - Призейская 220 кВ	0,0001	0	0
УШР 220 кВ Сквородино - Сквородино 220 кВ	0,0001	0	0
УШР 220 кВ Тында - Тында 220 кВ	0,0001	0	0
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,56	2,53	-15,62
Светлая 220 кВ - Энергия 220 кВ	0,56	2,53	-15,62
Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500 кВ	0,32	2,27	-15,07
Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500 кВ	0,26	1,85	-12,33

1	2	3	4
ПП Агорта 500 кВ - Даурия 500 кВ	16,52	115,64	-767,2
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	0,15	0,70	-4,37
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	0,16	0,71	-4,42
Даурия 220 кВ - Тында 220 кВ	15,03	67,18	-414,83
Даурия 220 кВ - Бам/т 220 кВ	15,04	67,22	-415,09
Даурия 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	7,2	32,17	-198,67
Даурия 220 кВ - Ульручы/т 220 кВ	2,77	12,39	-76,55
Даурия 500 кВ - Нейтраль Даурия АТ1	0,58	0	0
Нейтраль Даурия АТ1 - Даурия 220 кВ	0,39	61,00	0
Даурия 500 кВ - Нейтраль Даурия АТ2	0,58	0	0
Нейтраль Даурия АТ2 - Даурия 220 кВ	0,39	61,00	0
Даурия 500 кВ - Нейтраль Даурия АТ3	0,58	0	0
Нейтраль Даурия АТ3 - Даурия 220 кВ	0,39	61,00	0

В результате выполнения расчета были получены следующие параметры тока короткого замыкания.

Таблица 41 – Параметры токов короткого замыкания.

Расчетная точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА	$I_{ПО}^{(2)}$ , кА	$I_{ПО}^{(1)}$ , кА
Даурия шины 500 кВ	2,547	1,268	1,261
Даурия шины 220 кВ	5,474	3,726	2,711

## 5.2 Выбор автотрансформатора 500 кВ

Для выбора автотрансформатора необходимо определить уровни напряжения планируемой подстанции. Для планируемой ПС Даурия обязательными уровнями напряжения являются 500/220/110/35/10 кВ.

Также, согласно климатическим и географическим условиям размещения оборудования, для ПС Даурия необходимым климатическим исполнением автотрансформатора является категория «ХЛ1».

Режим максимальной загрузки трансформаторов определен исходя из суммы нагрузок, представленных в расчетной модели по формуле. Расчетная мощность, необходимая выбора трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{расч} = \frac{S_{макс}}{N \cdot K_3}, \quad (17)$$

где  $S_{макс}$  - максимальная загруженность трансформаторов;

$N$  - количество трансформаторов;

$K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора.

Коэффициент загрузки трансформатора - это соотношение максимально потребляемой мощности к номинальной мощности устройства. Работа с низким коэффициентом загрузки нецелесообразна с точки зрения экономической эффективности.

$$S_{расч} = \frac{412,16}{3 \cdot 0,8} = 161,09 \text{ МВА}$$

Исходя из расчетной мощности, выбран автотрансформатор марки АОДЦТН – 167000/500/220/11 ХЛ1. Три выбранных автотрансформатора образуют автотрансформаторную группу АТГ. Необходимый запас мощности, требуемый для обеспечения потребителей, с учетом запаса мощности для осуществления подключения потенциальных потребителей, составит 501 МВА.

АОДЦТН-167000/330/110-У1 - это однофазный, трехобмоточный силовой автотрансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Данный трансформатор позволяет обеспечивать регулирование потоков мощности и стабилизацию уровня напряжения в пределах заданного диапазона в режиме нагрузки, при помощи встроенных переключателей обеспечивающих регулирование напряжения под нагрузкой.

### 5.3 Выбор выключателей 500 кВ

Выбор выключателей 500 кВ производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном.в} \geq U_{уст}, \tag{18}$$

где  $U_{ном.в}$  - номинальное напряжение выбранного выключателя;

$U_{уст}$  - номинальное напряжение вводимого РУ.

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

2. По длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном\_выкл}}, \quad (19)$$

где  $I_{\text{ном\_выкл}}$  - номинальный ток выбранного выключателя, А.

Для линейных присоединений 3-мя проводами АС-330/43, значения максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме для этих линий, в соответствии СТО 56947007-29.240.55.143, при температуре воздуха +25°C, для диапазона широт 50-60° с. ш.

Допустимое значение максимального рабочего тока составляет:

$$I_{\max} = N_n \cdot I_{\text{табл}}, \quad (20)$$

где  $I_{\max}$  - допустимое значение максимального рабочего тока;

$N_n$  - количество проводов одного присоединения;

$I_{\text{табл}}$  - табличное значение максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме.

$$I_{\max} = 3 \cdot 1053 = 3159 \text{ А}$$

Номинальное значение рабочего тока выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей. Принимаем ближайшее из допустимых:

$$I_{\text{ном\_выкл}} = 3150 \text{ А}.$$

Так как данное значение номинального тока выключателя незначительно меньше пропускной способности линии по проводу, рабочие максимальные токи по линии гораздо меньше пропускной способности и завышать значение экономически нецелесообразно.

3. По отключающей способности:

$$I_{П.0} \leq I_{0.ном.в}, \quad (21)$$

где  $I_{П.0}$  - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания. Для оборудования 500 кВ принимается большее значение из трёхфазного и однофазного токов короткого замыкания, кА;

$I_{0.ном}$  - номинальный ток отключения выключателя, кА.

Прогнозируемые расчетные значения токов к.з на шинах РУ 500 кВ трехфазный – 2,54 кА, однофазный – 1,26 кА.

Максимальным значением является ток трехфазного короткого замыкания: 2,54 кА.

Номинальное значение тока отключения выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений, исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей:  $I_{0.ном.в} = 31,5 \text{ кА}$

$$2,54 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

4. По термической стойкости:

$$I_{терм.экв} \leq I_{0.ном}, \quad (22)$$

где  $I_{терм.экв}$  - термически эквивалентный ток короткого замыкания, кА.

Термически эквивалентный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_{терм.экв} = I_{П.0} \cdot \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_{откл}} \cdot (1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{откл}}{T_a}})} \quad (23)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя (принимается равным 0,09с);  
 $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, для присоединения РУ 500 кВ (принимается равным 0,07с).

$$I_{терм.экв} = 2,54 \cdot \sqrt{1 + \frac{0,07}{0,09} \cdot (1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,07}})} = 3,32 \text{ кА}$$

$$3,32 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

5. По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{д.доп.в}, \tag{24}$$

где  $I_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания, кА;

$I_{д.доп.в}$  - допустимый ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

Ударный ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot K_{уд}, \tag{25}$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока к.з. (принимается равным 1,867).

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,92 \cdot 1,867 = 8,76 \text{ кА}$$



Согласно расчетным параметрам, выбран элегазовый выключатель марки ВГТ-УЭТМ 500 ХЛ1. Сравнение каталожных данных с расчетными представлено в таблице 42

Таблица 42 - Характеристика выбранного выключателя 500 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{\text{НОМ.В}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.В}} = U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ.В}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3159 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = I_{\text{НОМ.В}}$
$I_{0.\text{НОМ.В}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} = 2,54 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} < I_{0.\text{НОМ.В}}$
$I_{0.\text{НОМ.В}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} = 3,32 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} < I_{0.\text{НОМ.В}}$
$I_{\text{д.доп.В}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} < I_{\text{д.доп.В}}$

#### 5.4 Выбор разъединителей 500 кВ

Выбор разъединителей 500 кВ производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном.р}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (26)$$

где  $U_{\text{ном.р}}$  - номинальное напряжение выбранного разъединителя.

2. По длительному току:

Максимальный рабочий ток выбирается также, как и для выключателя.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.р}}, \quad (27)$$

где  $I_{\text{ном.р}}$  - номинальный ток выбранного разъединителя, А.

Номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем согласно вышеупомянутого СТО 56947007-29.130.10.077-2011. Принимаем ближайшее из допустимых:  $I_{\text{ном.р}} = 3150 \text{ А}$

3. По термической стойкости:

$$I_{\text{терм.эkv}} \leq I_{0.\text{ном.р}} \quad (28)$$

Где  $I_{0.\text{ном.р}}$  - номинальное значение тока выбранного разъединителя.

Используем значение термически эквивалентного тока короткого замыкания полученного при расчете выключателя 500 кВ.

4. По электродинамической стойкости:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.доп.р}}, \quad (29)$$

где  $I_{\text{д.доп.р}}$  - допустимый ток электродинамической стойкости выбранного разъединителя, кА.

Выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-500/3150 ХЛ1 с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами, а также с одним заземляющим ножом со стороны ведомой колонки.

Таблица 43 - Характеристика выбранного разъединителя 500 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{\text{ном.р}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.р}} = U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном.р}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3159 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = I_{\text{ном.р}}$
$I_{0.\text{ном.р}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} = 2,54 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} < I_{0.\text{ном.р}}$
$I_{0.\text{ном.р}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.эkv}} = 3,32 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.эkv}} < I_{0.\text{ном.р}}$
$I_{\text{д.доп.р}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,76 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} < I_{\text{д.доп.р}}$

Преимущества выбранного оборудования заключаются в его конструктивных особенностях. В конструкции используются изоляторы, выполненные из фарфора, степень загрязнения которых может варьироваться от 1 до 4 степени, согласно ГОСТ 9920-89.

Элементы токоведущего контура покрыты гальваническим оловом, нанесенным на медно-бронзовый сплав. Данные характеристики конструкции позволяют работать при повышенных токах короткого замыкания. Разъёмные контакты главных ножей, а также роликовые контакты, через которые осуществляется токовый переход на контактный вывод, имеют напайки из пластичного серебра, что обеспечивает стабильно низкое переходное сопротивление главного токоведущего контура при наработке до 10000 циклов.

Разъёмные контакты оснащены противогололедными кожухами, что позволяет производить операции с разъединителем в условиях сильного обледенения, согласно климатическим условиям данного региона размещения оборудования.

Приводы разъединителя оснащаются механической блокировкой для избегания ошибочных операций при переключениях. Также приводы оснащены электрической блокировкой для аварийного деблокирования.

### 5.5 Выбор трансформаторов тока 500 кВ

Выбор трансформатора тока производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном.тт} \geq U_{уст}, \quad (30)$$

где  $U_{ном.тт}$  - номинальное напряжение выбранного трансформатора тока.

2. По длительному току:

При выборе трансформаторов тока необходимо в качестве длительно допустимого тока принимать максимальный рабочий ток присоединения.

$$I_{max\_тт} \leq I_{ном\_тт}, \quad (31)$$

где  $I_{max\_тт}$  - Максимальный рабочий ток присоединения, исходя из расчетной схемы;

$I_{ном\_тт}$  - Рабочий ток выбранного трансформатора тока.

3. По термической стойкости:

$$I_{терм.эquiv} \leq I_{0.ном.тт}, \quad (32)$$

где  $I_{0.ном.тт}$  - номинальное значение тока выбранного трансформатора тока.

Используем значение термически эквивалентного тока короткого замыкания полученного при расчете выключателя 500 кВ.

4. По электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{д.доп.тт}, \quad (33)$$

где  $I_{д.доп.тт}$  - допустимый ток электродинамической стойкости трансформатора тока, кА.

Выбран трансформатор тока газонаполненный трансформатор тока опорного исполнения в полимерной изоляции ТОПГ – 500 ХЛ1.

Таблица 44 - Характеристика выбранного трансформатора тока 500 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{ном.тт} = 500$ кВ	$U_{уст} = 500$ кВ	$U_{ном.тт} = U_{уст}$
$I_{ном.тт} = 800$ А	$I_{max.тт} = 278$ А	$I_{max.тт} = I_{ном.тт}$
$I_{0.ном.тт} = 160$ кА	$I_{п.0} = 2,54$ кА	$I_{п.0} < I_{0.ном.тт}$
$I_{0.ном.тт} = 160$ кА	$I_{терм.эquiv} = 3,32$ кА	$I_{терм.эquiv} < I_{0.ном.тт}$
$I_{д.доп.тт} = 63$ кА	$I_{уд} = 8,76$ кА	$I_{уд} < I_{д.доп.тт}$

Преимущества выбранного трансформатора тока заключаются в применении элегазовой изоляции. Конструкция данного трансформатора тока выполнена в взрывобезопасном исполнении, что достигается путем ввода защитного устройства, инертного газа и негорючих материалов, обеспечивающих герметичность устройства.

## 5.6 Выбор трансформатора напряжения 500 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются по: номинальному напряжению стороны, на которой используется данное оборудование; конструктивному исполнению; классу точности; суммарной вторичной нагрузке.

Для выбора трансформатора напряжения, рассчитывается вторичная нагрузка потребляемой мощности приборов учета и счетчиков. К вторичным обмоткам трансформатора напряжения подключаются: ваттметры, варметры, вольтметры, счетчики активной и реактивной энергии.

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

Параметры приборов учета сведены в таблицу 45.

Таблица 45 - Вторичная нагрузка ТН-500кВ.

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЦП96П-500кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/40-500кВ	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		4	11,5

Суммарная нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должна превышать номинальную мощность,

установленную данным классом точности, в противном случае, это приводит к увеличению погрешностей.

Исходя из этого, выбран однофазный трансформатор ёмкостной трансформатор напряжения ЕТН-500 ХЛ1.

Таблица 46 - Трансформатор напряжения ЕТН-500 ХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_p = 500 \text{ кВ}$	$500 \text{ кВ} = 500 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 630 \text{ В}\cdot\text{А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В}\cdot\text{А}$	$630 \text{ В}\cdot\text{А} > 11,5 \text{ В}\cdot\text{А}$

### 5.7 Выбор выключателей 220 кВ

1. По номинальному напряжению электроустановки:

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

2. По длительному току:

Выбор номинального тока выключателей, устанавливаемых в линейных ячейках, производим по аварийно-допустимому току нагрузки соответствующего линейного присоединения. Рабочий ток присоединения берется исходя из расчетной модели.

Для линейных присоединений, значения максимального тока ВЛ по условию нагрева проводов в послеаварийном режиме для каждого присоединения при температуре воздуха  $+25^\circ\text{C}$ , учтем в соответствии с СТО 56947007-29.240.55.143

Значения тока присоединений, а также аварийно-допустимый ток проводов сведены в таблицу 47.

Таблица 47 – Рабочий ток присоединений.

Название присоединения	Рабочий ток, А.	Марка провода	Значение максимального тока ВЛ, А
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	100,64	АС-300/39	901
Даурия 220 кВ - Сковородино 220 кВ	99,43	АС-300/39	901
Даурия 220 кВ - Тында 220 кВ	30,91	АС-300/39	901
Даурия 220 кВ - Бам/т 220 кВ	206,83	АС-300/39	901
Даурия 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	157,61	АС-300/39	901
Даурия 220 кВ - Ульручы/т 220 кВ	53,12	АС-300/39	901

Номинальное значение рабочего тока выключателя, также как и при выборе выключателя 500 кВ, выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений, а также исходя из минимальных значений по току отключения серийно выпускаемых высоковольтных выключателей.

$$4000A \geq 901A$$

### 3. По отключающей способности:

Берётся большее значение из трёхфазного и однофазного замыканий для сравнения с начальным значением периодической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное значение тока отключения выключателя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.083-2011 из шкалы допустимых значений. Согласно данному СТО, минимальное значение из допустимых по шкале составляет 31,5 кА.

Прогнозируемые расчетные значения токов к.з на шинах РУ 220 кВ трехфазный – 5,47 кА, однофазный – 2,71 кА.

$$31,5 \text{ кА} \geq 5,47 \text{ кА}$$

#### 4. По аperiodической составляющей тока

Проверяем возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$I_{\alpha, \text{норм}} \geq I_{\alpha, \tau}, \quad (34)$$

где  $I_{\alpha, \tau}$  - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания, кА;

$I_{\alpha, \text{норм}}$  - нормированное значение аperiodической составляющей, кА.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$I_{\alpha, \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.0}} \cdot (1 - e^{-\frac{\tau}{Ta}}), \quad (35)$$

где  $Ta$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, для присоединения РУ 220 кВ усреднено принимается, (0,035 с);

$\tau$  - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Наименьшее время вычисляется по формуле:

$$\tau = t_{z, \text{min}} + t_{c.в.}, \quad (36)$$

где  $t_{c.в.}$  - Собственное время отключения выключателя, (0,035 с);

$t_{z, \text{min}}$  - Минимальное время действия релейной защиты (0,01 с).



$$\tau = 0,01 + 0,021 = 0,031c$$

$$I_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,47 \cdot (1 + e^{\frac{-0,031}{0,035}}) = 10,93кА$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$I_{\alpha,норм} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta \cdot I_{0,ном}}{100}, \quad (37)$$

где  $\beta$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$I_{\alpha,норм} = \sqrt{2} \cdot \frac{37 \cdot 31,5}{100} = 61,03кА$$

$$61,03кА \geq 10,93кА$$

4. По термической стойкости (по ГОСТ 52736-2007):

$$I_{терм.доп.} \geq I_{терм.эkv.}, \quad (38)$$

где  $I_{терм.доп.}$  - термически эквивалентный ток короткого замыкания, кА;

$I_{терм.эkv.}$  - ток термической стойкости выключателя, кА.

Ток термической стойкости выключателя вычисляется по формуле:

$$I_{терм.эkv.} = I_{П.0} \cdot \sqrt{1 + \frac{Ta}{t_{откл.}} \cdot (1 - e^{-\frac{2t_{откл.}}{Ta}})}, \quad (39)$$

где  $t_{откл.}$  - время отключения выключателя, с.

Время отключения выключателя вычисляется по формуле:

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (40)$$

где  $t_{р.з.}$  - время срабатывания релейной защиты на момент первого отключения выключателя, с;

$t_{о.в.}$  - полное время отключения выключателя, с.

$$t_{откл.} = 0,05 + 0,04 = 0,09с$$

$$I_{терм.экв.} = 5,47 \cdot \sqrt{1 + \frac{0,035}{0,09} \cdot (1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,09}{0,035}})} = 6,52кА$$

$$31,5кА \geq 6,52кА$$

5. По электродинамической стойкости:

$$I_{доп} \geq I_{уд.}, \quad (41)$$

где  $I_{уд.}$  - ударный ток короткого замыкания, кА;

$I_{доп}$  - допустимый ток электродинамической стойкости выключателя, кА.

Ударный ток короткого замыкания вычисляется по формуле:

$$I_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot k_{уд.}, \quad (42)$$

где  $k_{уд.}$  - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з. который принимается равным 1,75.

$$I_{уд.} = 1,414 \cdot 5,474 \cdot 1,75 = 13,54 \text{ кА}$$

$$80,0 \text{ кА} \geq 13,54 \text{ кА}$$

Согласно расчетным параметрам, выбран элегазовый выключатель марки ВГТ-220-1К ХЛ1. Сравнение каталожных данных с расчетными представлено в таблице 42.

Таблица 48 - Характеристика выбранного выключателя 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{ном.в} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.в} = U_{уст}$
$I_{ном.в} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} = 901 \text{ А}$	$I_{max} = I_{ном.в}$
$I_{0.ном.в} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0} = 5,47 \text{ кА}$	$I_{п.0} < I_{0.ном.в}$
$I_{0.ном.в} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{терм.экв.} = 6,52 \text{ кА}$	$I_{терм.экв.} < I_{0.ном.в}$
$I_{д.доп.в} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,54 \text{ кА}$	$I_{уд} < I_{д.доп.в}$

## 5.8 Выбор разъединителей 220 кВ

1. По номинальному напряжению электроустановки:

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

2. По длительному току:

Максимальные рабочие токи по присоединениям такие же, как и указано в таблице 42 при выборе выключателей. Номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем согласно СТО 56947007-29.130.10.077-2011 из

шкалы допустимых значений. Сравнивая данные с таблицей 42, номинальное значение рабочего тока разъединителя выбираем 2500 А.

### 3. По термической стойкости:

Для сравнения термически эквивалентного тока короткого замыкания и термически допустимого тока выбранного разъединителя возьмем значение, термически эквивалентного тока полученного при расчете выключателя 220кВ. Термически допустимый ток разъединителя исходя из значения рабочего тока разъединителя 16 кА.

$$16кА \geq 6,52кА$$

### 4. По электродинамической стойкости:

Для сравнения ударного тока короткого замыкания с допустимым током электродинамической стойкости разъединителя, возьмем расчетное значение, полученное при выборе выключателя 220 кВ. Ударный ток короткого замыкания 25,6 кА. Допустимый ток электродинамической стойкости исходя из значения рабочего тока разъединителя 40 кА.

$$40кА \geq 13,54кА$$

Выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/2500 ХЛ1 с двигательными приводами для главных заземляющих ножей, с двумя заземляющими ножами, а также с одним заземляющим ножом со стороны ведомой колонки.

Таблица 49 - Характеристика выбранного разъединителя 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{\text{ном.р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.р}} = U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном.р}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 901 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = I_{\text{ном.р}}$
$I_{0.\text{ном.р}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} = 5,47 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} < I_{0.\text{ном.р}}$
$I_{0.\text{ном.р}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} = 6,52 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} < I_{0.\text{ном.р}}$
$I_{\text{д.доп.р}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,54 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} < I_{\text{д.доп.р}}$

### 5.9 Выбор трансформаторов тока 220 кВ

1. По номинальному напряжению электроустановки:

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

2. По длительному току:

При выборе трансформаторов тока необходимо в качестве длительно допустимого тока принимать максимальные рабочие токи присоединения такие же, как и указано в таблице 42 при выборе выключателей

3. По термической стойкости:

Для сравнения термически эквивалентного тока короткого замыкания и термически допустимого тока выбранного трансформатора тока возьмем значение, термически эквивалентного тока полученного при расчете выключателя 220 кВ. Термически допустимый ток разъединителя исходя из значения рабочего тока трансформатора 31,5 кА.

$$31,5\text{кА} \geq 6,52\text{кА}$$

4. По электродинамической стойкости:

Для сравнения ударного тока короткого замыкания с допустимым током электродинамической стойкости трансформатора тока, также берем расчетное

значение, полученное при расчете выключателя. Ударный ток короткого замыкания 25,6 кА. Допустимый ток электродинамической стойкости исходя из значения рабочего тока разъединителя 80 кА.

$$80 \text{ кА} \geq 13,54 \text{ кА}$$

Выбран трансформатор тока газонаполненный трансформатор тока опорного исполнения с фарфоровой крышкой ТОГФ – 220 ХЛ1.

Таблица 50 - Характеристика выбранного трансформатора тока 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение данных
$U_{\text{ном.тт}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.тт}} = U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном.тт}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{мах.тт}} = 206,83 \text{ А}$	$I_{\text{мах.тт}} = I_{\text{ном.тт}}$
$I_{0,\text{ном.тт}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} = 5,47 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} < I_{0,\text{ном.тт}}$
$I_{0,\text{ном.тт}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} = 6,52 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.экв.}} < I_{0,\text{ном.тт}}$
$I_{\text{д.доп.тт}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,54 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} < I_{\text{д.доп.тт}}$

### 5.10 Выбор трансформатора напряжения 220 кВ

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

Параметры приборов учета сведены в таблицу номер.

Таблица 51 - Вторичная нагрузка ТН-220кВ:

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
1	2	3	4
Вольтметр	ЦП96П-220кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/40-220кВ	1	5

1	2	3	4
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		4	11,5

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

Исходя из этого, выбран однофазный трансформатор ёмкостной трансформатор напряжения ЕТН-220 ХЛ1.

Таблица 52 - Трансформатор напряжения ЕТН-220 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 630 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$630 \text{ В} \cdot \text{А} > 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Исходя из проверок по расчетным характеристикам, выбранное оборудование, согласно своим паспортным данным, способно в должной мере обеспечить достаточные надежность и качество передаваемой электроэнергии.

## 6 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ

Расчет надежности является важным этапом при проектировании электрических сетей. При поставке электрической энергии потребителям, необходимо гарантировать надежность, безопасность и эффективность работы электроустановок, а также поддерживать их в исправном состоянии. Низкая надежность электроэнергетических систем может привести к значительному экономическому и социальному ущербу. Обеспечение надежности является сложной задачей, охватывающей различные аспекты, такие как правильный выбор параметров надежности, аналитическая оценка полученных результатов, технология и организация мероприятий для анализа надежности элементов сети в целом.

Для расчётов составляется схема замещения, в которой каждый элемент, который может выйти из строя, заменяется прямоугольником. Затем элементы соединяются последовательно или параллельно. Все последовательно соединённые элементы эквивалентным образом суммируются и заменяются суммированием. Параллельно соединенные элементы умножаются.

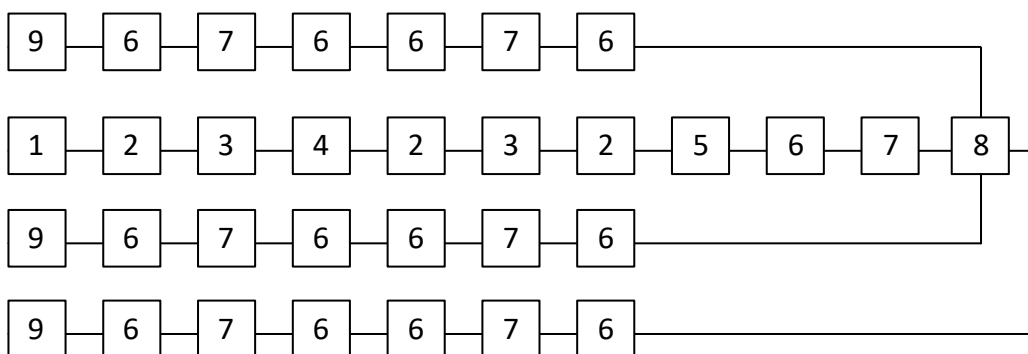


Рисунок 25 – схема замещения рассматриваемого участка сети

Для данной схемы использован блочный подход оценивания надёжности. Он заключается в выделении групп в схеме по характерному признаку,



учитывающему специфичность данного участка сети, и рассмотрении каждой из них.

В таблице 53 приведены показатели надежности для основных элементов схемы замещения.

Таблица 53 – Показатели надежности для расчетной схемы.

Элемент	Параметр потока отказов $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $t_B$ , ч	Частота плановых и преднамеренных отключений $\mu_{пл}$ , 1/год	Среднее время планового простоя $t_{пр}$ , ч
1	2	3	4	5
Выключатель 500 кВ	0,025	60	0,8	20
Выключатель 220 кВ	0,004	25	0,8	15
Разъединитель 500 кВ	0,01	14	0,166	8
Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166	13
Шины 500 кВ	0,013	5	0,166	3
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3
Воздушная линия 500 кВ (на 100 км)	0,2	14	3,1	18
Воздушная линия 220 кВ (на 100 км)	0,5	11	2,8	17

1	2	3	4	5
Трансформатор 500 кВ (от 80 МВА)	0,024	220	0,166	50
Трансформатор 220 кВ (от 80 МВА)	0,035	60	0,166	28

Для каждого эквивалентного элемента рассчитываются следующие показатели:

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

Расчет параметров надежности приведен в приложении Е.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

При расчете существующего режима на расчетной модели наблюдаются отклонения параметров режима по напряжению и токовой нагрузке линий в послеаварийном режиме при отключении самого загруженного участка сети. Для поставленной проблемы был произведен ввод ПС Даурия 500 кВ с переводом части присоединений с ПС Сквородино 220 кВ.

Для реализации данной задачи, были предложены несколько вариантов конфигурации сети из которых по техническому и экономическому анализу был выбран наиболее эффективный вариант присоединения рассматриваемой подстанции к сети 500 кВ. Из рассматриваемых вариантов конфигурации сети наиболее выгодным оказался первый предложенный вариант, окупаемость которого составляет приблизительно 15 лет.

Для рассматриваемой подстанции была выбрана схема ОРУ, посчитаны плановые экономические затраты на реализацию проекта.

Также было выбрано основное оборудование подстанции. При выборе основного оборудования, на расчетной модели были посчитаны токи короткого замыкания на шинах 220 кВ и 500 кВ подстанции Даурия, для проверки на устойчивость оборудования к ударному току короткого замыкания.

Произведен анализ по параметрам надежности выбранного варианта конфигурации сети. По показателям надежности для расчетной схемы были рассчитаны параметры потока отказов, коэффициент вынужденного простоя, коэффициент готовности сети, а также время её восстановления.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 А.А.Казакул Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике // Издательство АмГУ – 2013.
- 2 Аметистова Е.А. Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / Е.А. Аметистова – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
- 3 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
- 4 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш.шк., 1990. – 383 с.
- 5 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / Н.И Воропай. // доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г.
- 6 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715с., с.322.
- 7 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 8 ГОСТ 31818.11-2012. Межгосударственный стандарт. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. – М.: Изд-во Стандартиформ. – 2014.
- 9 ГОСТ 32145-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2013. – 63 с.
- 10 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

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

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

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

14 Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2 РИМ 384.02/2: Руководство по эксплуатации / С.П. Порватов. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2016/09/23/RE\\_RiM\\_384.pdf](https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2016/09/23/RE_RiM_384.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

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

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

17 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.

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

19 Неклепаев Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

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

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

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

23 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 25.05.2023).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

33 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.

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

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

36 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.

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

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

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

40 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 25.04.2023).

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

42 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.124-2012 «Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» Дата введения: 09.07.2012

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

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

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

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

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

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

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



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

51 Кочегуров, Р. С. Регулирование напряжения: новые подходы и возможности. / Р. С. Кочегуров, Н. В. Савина. — Текст : непосредственный // Современная школа России. Вопросы модернизации. — 2021. — № 38. — С. 124-125.

52 Мясоедов, Ю. В. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.04.02 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. — Благовещенск : Амурский государственный университет, 2017. — 207 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Узлы присоединений в послеаварийном режиме

Название	Uном кВ	Pн МВт	Qн Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	$\Delta U$ %	U кВ	Delta°
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зейская 220 кВ	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00	0,00
Светлая 220 кВ	220	58,80	10,45	0,00	0,00	-0,88	218,06	-0,94
Ключевая 220 кВ	220	14,00	3,10	0,00	0,00	-12,9	191,54	-18,80
Сулус/т 220 кВ	220	13,40	14,40	0,00	0,00	-13,6	189,95	-20,35
Магдагачи 220 кВ	220	34,70	31,80	0,00	0,00	-14,2	188,58	-22,86
Гонжа/т 220 кВ	220	18,60	13,90	0,00	0,00	-14,4	188,14	-25,59
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-13,8	189,49	-28,36
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-13,8	189,49	-28,36
Талдан/т 220 кВ	220	24,60	20,70	0,00	0,00	-13,8	189,47	-28,37
Ульручы/т 220 кВ	220	21,70	18,00	0,00	0,00	-13,0	191,25	-30,97
Сковородино 220 кВ	220	66,00	3,00	0,00	0,00	-11,8	194,00	-32,36
Бам/т 220 кВ	220	66,00	54,00	0,00	0,00	-13,4	190,34	-33,22
Уруша/т 220 кВ	220	47,60	34,20	0,00	0,00	-15,0	186,90	-34,38
Сковородино/ т 220 кВ	220	18,00	17,80	0,00	0,00	-11,8	193,87	-32,38

Тында 220 кВ	220	32,48	10,28	0,00	0,00	-3,66	211,95	-30,01
Дипкун 220 кВ	220	2,11	0,96	0,00	0,00	-1,84	215,95	-21,19
Тутаул 220 кВ	220	0,58	0,38	0,00	0,00	-1,21	217,35	-18,19
Призейская 220 кВ	220	6,55	34,94	0,00	0,00	0,00	220,00	-12,59
Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	-387,5	84,05	0,00	500,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	15,75	0,00
УШР 220 кВ Призейская	220	0,00	0,00	0,00	53,28	0,00	220,00	-12,59
УШР 220 кВ Сквородино	220	0,00	0,00	0,00	100,00	-11,8	194,00	-32,36
УШР 220 кВ Тында	220	0,00	0,00	0,00	100,00	-3,66	211,95	-30,01
Энергия 220 кВ	220	35,97	6,21	0,00	0,00	-0,92	217,99	-0,99

Ветви присоединений в послеаварийном режиме

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I max	Идоп. Расч. ДДТН	Изагр %
1	2	3	4	5	6	7
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,00	525,30	680,00	77,25
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,02	525,30	680,00	77,25

Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	0,00	830,00	0,00
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	804,58	680,00	118,32
Ключевая 220 - Магдагачи 220	4,80	21,45	-132,45	362,43	680,00	53,30
Ключевая 220 - Сулус/т 220	2,05	7,57	-50,91	399,42	610,00	65,48
Сулус/т 220 - Магдагачи 220	3,53	13,01	-87,49	360,08	610,00	59,03
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	301,67	610,00	49,45
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	329,54	680,00	48,46
отп.1 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	51,02	680,00	7,50
отп.1 - Ульручыи/т 220	5,17	19,05	-128,16	262,19	610,00	42,98
Ульручыи/т 220 - Сковородино 220	3,53	13,01	-87,49	234,95	610,00	38,52
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	284,04	680,00	41,77
отп.2 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	48,63	680,00	7,15
отп.2 - Сковородино 220	6,74	30,12	-185,96	268,97	680,00	39,55
Сковородино 220 - Уруша/т 220	7,06	31,53	-194,70	180,58	680,00	26,56
Сковородино 220 - Бам/т 220	2,29	10,25	-63,31	258,06	680,00	37,95
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	37,62	610,00	6,17

Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	37,62	610,00	6,17
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	185,88	680,00	27,34
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	185,88	680,00	27,34
Тында 220 - Дипкун 220	14,33	64,05	-395,50	293,13	680,00	43,11
Дипкун 220 - Тутаул 220	4,80	21,45	-132,45	300,42	680,00	44,18
Тутаул 220 - Призейская 220	8,94	39,94	-246,62	304,92	680,00	44,84
Призейская 220 - Зейская 220	17,95	80,22	-495,36	343,75	680,00	50,55
Зейская 500 кВ - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Призейская - Призейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Сковородино - Сковородино 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Тында - Тында 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	48,34	680,00	7,11

Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	48,34	680,00	7,11
------------------------------	------	------	--------	-------	--------	------

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Узлы присоединений в послеаварийном режиме

Название	Uном кВ	Pн МВт	Qн Мвар р	Pг МВт	Qг Мвар	$\Delta U$ %	U кВ	Delta°
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зейская 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	220,0	0,00	0,00
Светлая 220	220	36,50	2,20	0,00	0,00	218,4	-0,71	-0,84
Ключевая 220	220	8,00	4,00	0,00	0,00	195,4	-11,17	-19,3
Сулус/т 220	220	39,90	14,20	0,00	0,00	194,0	-11,78	-21,0
Магдагачи 220	220	25,70	34,60	0,00	0,00	193,5	-12,01	-23,2
Гонжа/т 220	220	21,10	12,40	0,00	0,00	193,9	-11,83	-25,9
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	196,1	-10,83	-28,5
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	196,1	-10,82	-28,5
Талдан/т 220	220	25,60	20,80	0,00	0,00	196,1	-10,84	-28,5
Ульручы/т 220	220	31,80	18,00	0,00	0,00	198,7	-9,68	-30,9
Сковородино 220	220	55,40	13,30	0,00	0,00	202,0	-8,16	-32,1
Бам/т 220	220	60,20	25,60	0,00	0,00	199,9	-9,10	-33,0
Уруша/т 220	220	50,20	30,10	0,00	0,00	195,8	-10,96	-34,1
Сковородино/ т 220	220	25,10	17,40	0,00	0,00	201,9	-8,22	-32,1
Тында 220	220	13,83	3,44	0,00	0,00	218,6	-0,64	-29,0
Дипкун 220	220	0,65	0,53	0,00	0,00	217,5	-1,11	-20,3
Тутаул 220	220	0,19	19,33	0,00	0,00	217,2	-1,27	-17,3
Призейская 220	220	2,80	33,32	0,00	0,00	220,0	0,00	-11,8

Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	- 1336,6	56,51	500,0	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	15,75	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	15,75	0,00	0,00
УШР 220 Призейская	220	0,00	0,00	0,00	49,75	220,0	0,00	-11,8
УШР 220 Сковородино	220	0,00	0,00	0,00	100,0	202,0	-8,16	-32,1
УШР 220 Тында	220	0,00	0,00	0,00	100,0	218,6	-0,64	-29,0
Энергия	220	5,19	3,13	0,00	0,00	218,4	-0,72	-0,85

Ветви присоединений в послеаварийном режиме

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I max	Идоп. Расч. ДТН	Изагр %
1	2	3	4	5	6	7
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,00	462,44	680,00	68,01
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,02	462,44	680,00	68,01
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	0,00	830,00	0,00
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	819,52	680,00	120,52
Ключевая 220 - Магдагачи 220	4,80	21,45	-132,45	356,47	680,00	52,42



Ключевая 220 - Сулус/т 220	2,05	7,57	-50,91	440,03	610,00	72,14
Сулус/т 220 - Магдагачи 220	3,53	13,01	-87,49	326,69	610,00	53,56
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	300,80	610,00	49,31
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	329,47	680,00	48,45
отп.1 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	45,68	680,00	6,72
отп.1 - Ульручы/т 220	5,17	19,05	-128,16	265,45	610,00	43,52
Ульручы/т 220 - Сковородино 220	3,53	13,01	-87,49	226,17	610,00	37,08
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	281,14	680,00	41,34
отп.2 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	52,67	680,00	7,75
отп.2 - Сковородино 220	6,74	30,12	-185,96	265,97	680,00	39,11
Сковородино 220 - Уруша/т 220	7,06	31,53	-194,70	172,51	680,00	25,37
Сковородино 220 - Бам/т 220	2,29	10,25	-63,31	215,71	680,00	31,72
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	43,66	610,00	7,16
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	43,66	610,00	7,16
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	185,80	680,00	27,32
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	185,80	680,00	27,32

Тында 220 - Дипкун 220	14,33	64,05	-395,50	297,07	680,00	43,69
Дипкун 220 - Тутаул 220	4,80	21,45	-132,45	302,54	680,00	44,49
Тутаул 220 - Призейская 220	8,94	39,94	-246,62	297,15	680,00	43,70
Призейская 220 - Зейская 220	17,95	80,22	-495,36	325,04	680,00	47,80
Зейская 500 кВ - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Призейская - Призейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Сковородино - Сковородино 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Тында - Тында 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 - Энергия	0,57	2,53	-15,63	8,01	680,00	1,18
Светлая 220 - Энергия	0,57	2,53	-15,63	8,01	680,00	1,18

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Узлы присоединений в послеаварийном режиме

Название	Uном кВ	P <sub>н</sub> МВт	Q <sub>н</sub> Мвар р	P <sub>г</sub> МВт	Q <sub>г</sub> Мвар	ΔU %	U кВ	Delta°
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зейская 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00	0,00
Светлая 220	220	36,50	2,20	0,00	0,00	-0,25	219,44	-0,50
Ключевая 220	220	8,00	4,00	0,00	0,00	-4,11	210,96	-9,54
Сулус/т 220	220	39,90	14,20	0,00	0,00	-4,49	210,11	-10,3
Магдагачи 220	220	25,70	34,60	0,00	0,00	-4,52	210,06	-11,1
Гонжа/т 220	220	21,10	12,40	0,00	0,00	-4,91	209,20	-13,7
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,65	209,76	-16,3
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,66	209,76	-16,3
Талдан/т 220	220	25,60	20,80	0,00	0,00	-4,66	209,74	-16,3
Ульручы/т 220	220	31,80	18,00	0,00	0,00	-4,11	210,97	-19,1
Сковородино 220	220	55,40	13,30	0,00	0,00	-3,56	212,17	-19,8
Бам/т 220	220	60,20	25,60	0,00	0,00	-9,18	199,80	-25,9
Уруша/т 220	220	50,20	30,10	0,00	0,00	-6,28	206,18	-21,7
Сковородино/ т 220	220	25,10	17,40	0,00	0,00	-3,62	212,05	-19,8
Тында 220	220	13,83	3,44	0,00	0,00	0,00	220,00	-18,0
Дипкун 220	220	0,65	0,53	0,00	0,00	-0,09	219,80	-12,7
Тутаул 220	220	0,19	19,33	0,00	0,00	-0,45	219,00	-10,2
Призейская 220	220	2,80	33,32	0,00	0,00	0,00	220,00	-7,4

Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	-1359,2	-0,66	0,00	500,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	15,75	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75	0,00
УШР 220 Призейская	220	0,00	0,00	0,00	28,66	0,00	220,00	-7,40
УШР 220 Сквородино	220	0,00	0,00	0,00	100,0	-3,56	212,17	-19,8
УШР 220 Тында	220	0,00	0,00	0,00	33,42	0,00	220,00	-18,0
Энергия 220	220	5,19	3,13	0,00	0,00	-0,26	219,42	-0,51
Даурия 500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,60	482,02	-19,8
Даурия 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,60	212,09	-19,8
ПП Агорта 500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,01	0,00
Нейтраль Даурия АТ1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,60	482,02	-19,8
Нейтраль Даурия АТ2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,60	482,02	-19,8
Нейтраль Даурия АТ3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,60	482,02	-19,8

Ветви присоединений в послеаварийном режиме

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I max	Идоп. Расч. ДДТН	Изагр %
1	2	3	4	5	6	7
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,00	258,62	680,00	38,03

Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,02	258,62	680,00	38,03
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	448,90	830,00	54,08
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	408,06	680,00	60,01
Ключевая 220 - Магдагачи 220	4,80	21,45	-132,45	157,28	680,00	23,13
Ключевая 220 - Сулус/т 220	2,05	7,57	-50,91	229,82	610,00	37,67
Сулус/т 220 - Магдагачи 220	3,53	13,01	-87,49	125,07	610,00	20,50
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	317,85	610,00	52,11
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	348,46	680,00	51,24
отп.1 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	39,97	680,00	5,88
отп.1 - Ульручыи/т 220	5,17	19,05	-128,16	306,88	610,00	50,31
Ульручыи/т 220 - Сковородино 220	3,53	13,01	-87,49	121,59	610,00	19,93
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	296,86	680,00	43,66
отп.2 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	58,06	680,00	8,54
отп.2 - Сковородино 220	6,74	30,12	-185,96	248,98	680,00	36,61
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	41,58	610,00	6,82
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	41,58	610,00	6,82

Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	103,96	680,00	15,29
Тында 220 - Дипкун 220	14,33	64,05	-395,50	187,48	680,00	27,57
Дипкун 220 - Тутаул 220	4,80	21,45	-132,45	194,12	680,00	28,55
Тутаул 220 - Призейская 220	8,94	39,94	-246,62	187,75	680,00	27,61
Призейская 220 - Зейская 220	17,95	80,22	-495,36	206,72	680,00	30,40
Зейская 500 кВ - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Призейская - Призейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Сковородино - Сковородино 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Тында - Тында 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	7,97	680,00	1,17
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	7,97	680,00	1,17
Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500	0,32	2,27	-15,07	3,95	2571,00	0,15

Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500	0,27	1,86	-12,33	3,95	2571,00	0,15
ПП Агорта 500 - Даурия 500	16,52	115,64	-767,20	0,00	2571,00	0,00
Даурия 220 - Сковородино 220	0,16	0,71	-4,37	96,95	680,00	14,26
Даурия 220 - Сковородино 220	0,16	0,72	-4,42	95,79	680,00	14,09
Даурия 220 - Тында 220	15,03	67,18	-414,83	104,33	680,00	15,34
Даурия 220 - Бам/т 220	15,04	67,22	-415,10	215,92	680,00	31,75
Даурия 220 - Уруша/т 220	7,20	32,18	-198,68	163,90	680,00	24,10
Даурия 220 - Ульручьи/т 220	2,77	12,40	-76,56	129,83	680,00	19,09
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ1	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нейтраль Даурия АТ1 - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ2	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нейтраль Даурия АТ2 - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ3	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Нейтраль Даурия АТЗ - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-------------------------------------	------	-------	------	------	------	------



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Узлы присоединений в послеаварийном режиме

Название	Uном кВ	P <sub>н</sub> МВт	Q <sub>н</sub> Мвар р	P <sub>г</sub> МВт	Q <sub>г</sub> Мвар	ΔU %	U кВ	Delta °
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зейская 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	220,00	0,00
Светлая 220	220	36,50	2,20	0,00	0,00	-0,28	219,37	-0,50
Ключевая 220	220	8,00	4,00	0,00	0,00	-4,78	209,47	-9,63
Сулус/т 220	220	39,90	14,20	0,00	0,00	-5,22	208,51	-10,4
Магдагачи 220	220	25,70	34,60	0,00	0,00	-5,33	208,28	-11,2
Гонжа/т 220	220	21,10	12,40	0,00	0,00	-5,91	207,01	-13,9
отп.1	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,89	207,04	-16,6
отп.2	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,86	207,10	-16,6
Талдан/т 220	220	25,60	20,80	0,00	0,00	-5,89	207,05	-16,6
Ульручы/т 220	220	31,80	18,00	0,00	0,00	-6,44	205,84	-19,8
Сковородино 220	220	55,40	13,30	0,00	0,00	-3,75	211,74	-19,6
Бам/т 220	220	60,20	25,60	0,00	0,00	-14,64	187,79	-28,5
Уруша/т 220	220	50,20	30,10	0,00	0,00	-11,35	195,02	-23,8
Сковородино/ т 220	220	25,10	17,40	0,00	0,00	-3,81	211,61	-19,7
Тында 220	220	13,83	3,44	0,00	0,00	0,00	220,00	-17,9
Дипкун 220	220	0,65	0,53	0,00	0,00	-0,08	219,82	-12,5
Тутаул 220	220	0,19	19,33	0,00	0,00	-0,45	219,02	-10,7
Призейская 220	220	2,80	33,32	0,00	0,00	0,00	220,00	-7,33

Зейская 500 кВ	500	0,00	0,00	- 1356,6 9	12,80	0,00	500,00	0,00
Зейская ГЭС ГЗ-Г6	15,75	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	15,75	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2	15,75	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	15,75	0,00
УШР 220 Призейская	220	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00	220,00	-7,33
УШР 220 Сквородино	220	0,00	0,00	0,00	100,0	-3,75	211,74	-19,6
УШР 220 Тында	220	0,00	0,00	0,00	36,12	0,00	220,00	-17,9
Энергия 220	220	5,19	3,13	0,00	0,00	-0,29	219,35	-0,51
Даурия 500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-8,48	457,62	-21,8
Даурия 220	220	0,00	0,00	0,00	0,00	-8,48	201,35	-21,8
ПП Агорта 500	500	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,01	0,00
Нейтраль Даурия АТ1	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-8,48	457,62	-21,8
Нейтраль Даурия АТ2	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-8,48	457,62	-21,8
Нейтраль Даурия АТ3	500	0,00	0,00	0,00	0,00	-8,48	457,62	-21,8

Ветви присоединений в послеаварийном режиме

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	I max	Идоп. Расч. ДДТН	Изагр %
1	2	3	4	5	6	7

Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,00	261,65	680,00	38,48
Зейская 220 - Светлая 220	0,98	4,38	-27,02	261,65	680,00	38,48
Зейская 220 - Магдагачи 220	9,45	54,34	-359,96	457,05	830,00	55,07
Светлая 220 - Ключевая 220	10,78	48,18	-297,48	415,42	680,00	61,09
Ключевая 220 - Магдагачи 220	4,80	21,45	-132,45	159,76	680,00	23,49
Ключевая 220 - Сулус/т 220	2,05	7,57	-50,91	234,18	610,00	38,39
Сулус/т 220 - Магдагачи 220	3,53	13,01	-87,49	126,51	610,00	20,74
Магдагачи 220 - отп.1	9,20	33,93	-228,23	321,83	610,00	52,76
Магдагачи 220 - Гонжа/т 220	3,45	15,40	-95,10	353,25	680,00	51,95
отп.1 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	32,43	680,00	4,77
отп.1 - Ульручьи/т 220	5,17	19,05	-128,16	344,47	610,00	56,47
Ульручьи/т 220 - Сковородино 220	3,53	13,01	-87,49	260,23	610,00	42,66
Гонжа/т 220 - отп.2	4,13	18,45	-113,91	299,60	680,00	44,06
отп.2 - Талдан/т 220	0,07	0,33	-2,07	122,89	680,00	18,07
отп.2 - Сковородино 220	6,74	30,12	-185,96	231,16	680,00	33,99
Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	41,66	610,00	6,83

Сковородино 220 - Сковородино/т 220	0,63	2,31	-15,51	41,66	610,00	6,83
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	106,40	680,00	15,65
Сковородино 220 - Тында 220	14,90	66,58	-411,12	106,40	680,00	15,65
Тында 220 - Дипкун 220	14,33	64,05	-395,50	185,66	680,00	27,30
Дипкун 220 - Тутаул 220	4,80	21,45	-132,45	192,32	680,00	28,28
Тутаул 220 - Призейская 220	8,94	39,94	-246,62	185,94	680,00	27,34
Призейская 220 - Зейская 220	17,95	80,22	-495,36	204,80	680,00	30,12
Зейская 500 кВ - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г3-Г6 - Зейская 500 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зейская ГЭС Г1-Г2 - Зейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Призейская - Призейская 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Сковородино - Сковородино 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
УШР 220 Тында - Тында 220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	7,98	680,00	1,17

Светлая 220 - Энергия 220	0,57	2,53	-15,63	7,98	680,00	1,17
Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500	0,32	2,27	-15,07	3,95	2571,00	0,15
Зейская 500 кВ - ПП Агорта 500	0,27	1,86	-12,33	3,95	2571,00	0,15
ПП Агорта 500 - Даурия 500	16,52	115,64	-767,20	0,00	2571,00	0,00
ПП Агорта 500 - Даурия 500	16,52	115,64	-767,20	0,00	2571,00	0,00
Даурия 220 - Бам/т 220	15,04	67,22	-415,10	229,72	680,00	33,78
Даурия 220 - Уруша/т 220	7,20	32,18	-198,68	173,28	680,00	25,48
Даурия 220 - Ульручьи/т 220	2,77	12,40	-76,56	376,13	680,00	55,31
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ1	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нейтраль Даурия АТ1 - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ2	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нейтраль Даурия АТ2 - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Даурия 500 - Нейтраль Даурия АТ3	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Нейтраль Даурия АТЗ - Даурия 220	0,39	61,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-------------------------------------	------	-------	------	------	------	------

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Расчет экономики для первого варианта конфигурации

вариант 1

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

Годовая прибыль:

$$(O := W_{\text{год}} \cdot T_{\text{э}}) \quad T_{\text{э}} := 2.7 \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$(W_{\text{год}} := P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}) \quad (T_{\text{max}} := 5000) \quad \text{ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := 412000 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_{\text{э}}) = 1112400 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := 653435.903 - 386866.454 = 266569.449 \text{тыс.руб}$$

$$(П_{\text{год}} := O - И = 845830.551) \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.2 = 169166.1102 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\left( \text{ЧДД} := \sum \left[ \frac{\text{Э}_t}{(1 + E_{\text{н}})^t} \right] \right)$$

$$K_1 := 7737329.088$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.2 \cdot K_1 = 1.54747 \times 10^6 \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.4 \cdot K_1 = 3.09493 \times 10^6 \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$(E_{\text{н}} := 0.08)$$

$$(Э_1 := -И - K_{t1} = -1814035.2666) \quad \text{тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_H)^1} = -1.67966 \times 10^6 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1679662.28389) \text{ тыс.руб}$$

Второй год:

$$(\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -3361501.0842) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_H)^2} = -2881945.37397 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -4561607.65786) \text{ тыс.руб}$$

Третий год:

$$(\text{Э}_3 := O - И - Н = 6.76664 \times 10^5) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_H)^3} = 5.37158 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -4024449.6084) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{Э} := \text{Э}_3 = 6.76664 \times 10^5) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^4} = 497368.56431 \right) \text{ тыс.руб} \quad \cdot (\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -3527081.04409) \text{ тыс.р}$$

$$\left( \text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^5} = 460526.44844 \right) \text{ тыс.руб} \quad \cdot (\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -3066554.59565) \text{ тыс.р}$$

$$\left( \text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^6} = 426413.37818 \right) \text{ тыс.руб} \quad \cdot (\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_{5.} + \text{ЧДД}_6 = -2640141.21746) \text{ тыс.р}$$

$$\left( \text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 394827.20202 \right) \text{ тыс.руб} \quad \cdot (\text{ЧДД}_{7.} := \text{ЧДД}_{6.} + \text{ЧДД}_7 = -2.24531 \times 10^6) \text{ тыс.р}$$



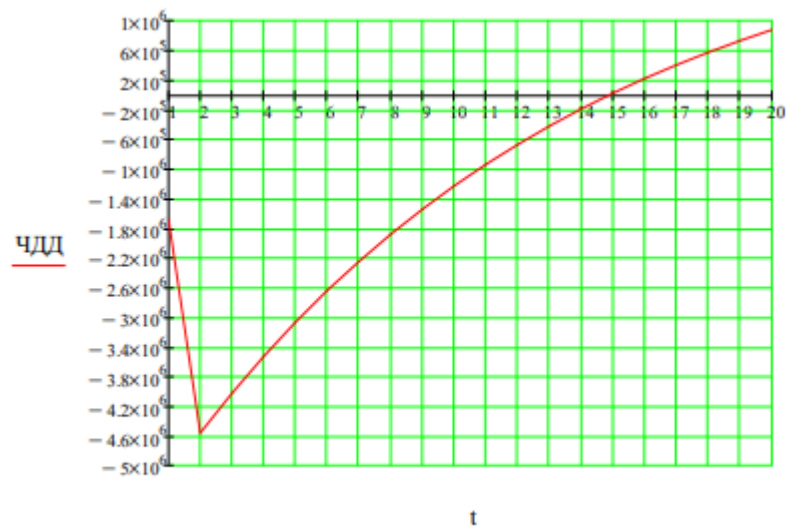
$$\begin{aligned}
& \left( \text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 365580.74261 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1879733.27283 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 338500.6876 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1541232.58522 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 3.13427 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1227806.02263 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 2.9021 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -937596.24244 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 2.68713 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -668883.48302 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.48808 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -420075.37244 \right) & 1 \\
& \left( \text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.30378 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -189697.49227 \right) & 1
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left( \text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.13313 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 23615.35974 \right) \\
& \left( \text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 1.97512 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 221127.25975 \right) \\
& \left( \text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.82881 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 404008.64864 \right) \\
& \left( \text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.69335 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб} & \left( \text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 573343.26799 \right)
\end{aligned}$$

$$\left( \begin{array}{l} \text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.56791 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.45177 \times 10^5 \end{array} \right) \begin{array}{l} \text{тыс.руб} \\ \text{тыс.руб} \end{array}$$

$$\left( \begin{array}{l} \text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 730134.5822 \\ \text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 875311.72499 \end{array} \right)$$

$$\text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1. \\ \text{ЧДД}_2. \\ \text{ЧДД}_3. \\ \text{ЧДД}_4. \\ \text{ЧДД}_5. \\ \text{ЧДД}_6. \\ \text{ЧДД}_7. \\ \text{ЧДД}_8. \\ \text{ЧДД}_9. \\ \text{ЧДД}_{10}. \\ \text{ЧДД}_{11}. \\ \text{ЧДД}_{12}. \\ \text{ЧДД}_{13}. \\ \text{ЧДД}_{14}. \\ \text{ЧДД}_{15}. \\ \text{ЧДД}_{16}. \\ \text{ЧДД}_{17}. \\ \text{ЧДД}_{18}. \\ \text{ЧДД}_{19}. \\ \text{ЧДД}_{20}. \end{pmatrix} \quad \text{t} := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$



## Расчет экономики для третьего варианта конфигурации

Вариант 2

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.7 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$(W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}}) \quad (T_{\text{max}} := 5000) \text{ ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := 412000 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) = 1112400 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := 655015.772 - 388228.41 = 266787.362 \text{ тыс.руб}$$

$$(П_{\text{год}} := O - И = 845612.638) \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.2 = 169122.5276 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

$$K_1 := 7764568.2$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.2 \cdot K_1 = 1.55291 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.4 \cdot K_1 = 3.10583 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Первый год:

$$(E_n := 0.08)$$

$$(\Delta_1 := -И - K_{t1} = -1819701.002) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.68491 \times 10^6 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -1684908.33519) \text{ тыс.руб}$$

Второй год:

$$(\text{Э}_2 := -И - К_2 = -3372614.642) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_H)^2} = -2891473.4585 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -4576381.79369) \text{ тыс.руб}$$

Третий год:

$$(\text{Э}_3 := О - И - Н = 6.7649 \times 10^5) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_H)^3} = 5.3702 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -4039362.13332) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{Э} := \text{Э}_3 = 6.7649 \times 10^5) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^4} = 497240.42627 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -3542121.70706) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^5} = 460407.8021 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -3081713.90496) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^6} = 426303.52046 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -2655410.3845) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 394725.48191 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.26068 \times 10^6) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 365486.55732 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$(\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1895198.34527) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 338413.479 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1556784.86627 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 3.13346 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -1243439.05238 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 2.90135 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -953304.03951 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 2.68644 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -684660.50909 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.48744 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -435916.49943 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.30319 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = -205597.97197 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.13258 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 7659.92382 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 1.97461 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 205120.93845 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.82834 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 387955.21125 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.69291 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$( \text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 557246.20458 ) \text{ тыс.руб}$$

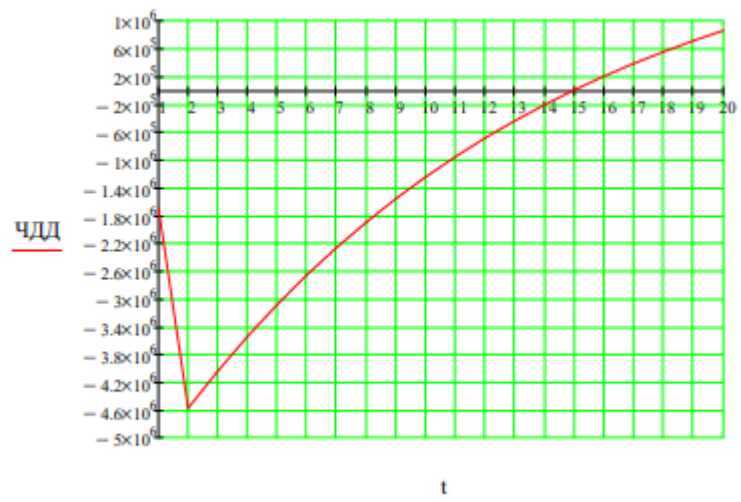
$$\left( \text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.56751 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$( \text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 713997.12434 ) \text{ тыс.руб}$$

$$\left( \text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.4514 \times 10^5 \right) \text{ тыс.руб}$$

$$( \text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 859136.86485 ) \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД} := \begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1. \\ \text{ЧДД}_2. \\ \text{ЧДД}_3. \\ \text{ЧДД}_4. \\ \text{ЧДД}_5. \\ \text{ЧДД}_6. \\ \text{ЧДД}_7. \\ \text{ЧДД}_8. \\ \text{ЧДД}_9. \\ \text{ЧДД}_{10}. \\ \text{ЧДД}_{11}. \\ \text{ЧДД}_{12}. \\ \text{ЧДД}_{13}. \\ \text{ЧДД}_{14}. \\ \text{ЧДД}_{15}. \\ \text{ЧДД}_{16}. \\ \text{ЧДД}_{17}. \\ \text{ЧДД}_{18}. \\ \text{ЧДД}_{19}. \\ \text{ЧДД}_{20}. \end{pmatrix} \quad \text{t} := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$





## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Расчет надежности рассматриваемого варианта

Параметры элементов.

ВЛ 500 кВ

$$\omega_{\text{ВЛ}} := 0.2 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{\text{ВЛ}} := 3.1 \frac{1}{\text{год}}$$

$$T_{\text{ВЛ}} := 14 \text{ ч} \quad T_{\text{рВЛ}} := 18 \text{ ч}$$

ВЛ 220 кВ

$$\omega_{\text{ВЛ220}} := 0.5 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{\text{ВЛ220}} := 2.8 \frac{1}{\text{год}}$$

$$T_{\text{ВЛ220}} := 11 \text{ ч} \quad T_{\text{рВЛ220}} := 17 \text{ ч}$$

Вероятность отказа дана на 100 км длины

$$l_1 := 280 \text{ км} \quad \omega_{\text{ВЛ500}} := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.56$$

$$l_3 := 148 \text{ км} \quad \omega_{\text{ВЛ3}} := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{l_3}{100} = 0.296$$

$$l_4 := 24.5 \text{ км} \quad \omega_{\text{ВЛ4}} := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{l_4}{100} = 0.049$$

$$l_5 := 5.3 \text{ км} \quad \omega_{\text{ВЛ5}} := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{l_5}{100} = 0.011$$

$$l_6 := 5.3 \text{ км} \quad \omega_{\text{ВЛ6}} := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{l_6}{100} = 0.011$$

Шины 220 кВ

$$\omega_{\text{Ш220}} := 0.013 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{\text{Ш220}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}}$$

$$T_{\text{Ш220}} := 5 \text{ ч} \quad T_{\text{рШ220}} := 3 \text{ ч}$$

Шины 500 кВ

$$\omega_{\text{Ш500}} := 0.013 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{\text{Ш500}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}}$$

$$T_{\text{Ш500}} := 5 \text{ ч} \quad T_{\text{рШ500}} := 3 \text{ ч}$$

Трансформаторы 500 кВ, мощностью более 80 МВт

$$\omega_{\text{Т500}} := 0.024 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{\text{Т500}} := 0.166 \frac{1}{\text{год}}$$

$$T_{B_{T500}} := 220 \text{ ч} \quad T_{P_{T500}} := 50 \text{ ч}$$

Трансформаторы 220 кВ, мощностью 10-80 МВт

$$\omega_{T220} := 0.035 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{T220} := 0.166 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{B_{T220}} := 60 \text{ ч} \quad T_{P_{T220}} := 28 \text{ ч}$$

Выключатели 220 кВ

$$\omega_{B220} := 0.004 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{B220} := 0.8 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{B_{B220}} := 25 \text{ ч} \quad T_{P_{B220}} := 15 \text{ ч}$$

$$a_{KЗB220} := 0.004 \quad a_{оп220} := 0.003$$

Выключатели 500 кВ

$$\omega_{B500} := 0.025 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{B500} := 0.8 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{B_{B500}} := 60 \text{ ч} \quad T_{P_{B500}} := 20 \text{ ч}$$

$$a_{KЗB500} := 0.007 \quad a_{оп500} := 0.002$$

Разъединители 220 кВ

$$\omega_{P220} := 0.01 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{P220} := 0.116 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{B_{P220}} := 7 \text{ ч} \quad T_{P_{P220}} := 13 \text{ ч}$$

Разъединители 500 кВ

$$\omega_{P500} := 0.01 \frac{1}{\text{ГОД}} \quad \mu_{P500} := 0.116 \frac{1}{\text{ГОД}}$$

$$T_{B_{P500}} := 14 \text{ ч} \quad T_{P_{P500}} := 8 \text{ ч}$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы

ВЛ 500 кВ

$$q_{ВЛ1} := \frac{\omega_{ВЛ500} \cdot T_{ВЛ}}{8760} = 8.95 \times 10^{-4}$$

$$P_{ВЛ1} := 1 - q_{ВЛ1} = 0.99911$$

ВЛ 220 кВ

$$q_{\text{ВЛ3}} := \frac{\omega_{\text{ВЛ3}} \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 4.731 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{ВЛ3}} := 1 - q_{\text{ВЛ3}} = 0.99953$$

$$q_{\text{ВЛ4}} := \frac{\omega_{\text{ВЛ4}} \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 7.831 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{ВЛ4}} := 1 - q_{\text{ВЛ4}} = 0.99992$$

$$q_{\text{ВЛ5}} := \frac{\omega_{\text{ВЛ5}} \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 1.694 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{ВЛ5}} := 1 - q_{\text{ВЛ5}} = 0.99998$$

$$q_{\text{ВЛ6}} := \frac{\omega_{\text{ВЛ6}} \cdot T_{\text{ВВЛ}}}{8760} = 1.694 \times 10^{-5}$$

$$p_{\text{ВЛ6}} := 1 - q_{\text{ВЛ6}} = 0.99998$$

Шины 500 кВ

$$q_{\text{Ш500}} := \frac{\omega_{\text{Ш500}} \cdot T_{\text{ВШ500}}}{8760} = 7.42 \times 10^{-6}$$

$$p_{\text{Ш500}} := 1 - q_{\text{Ш500}} = 0.99999$$

Шины 220 кВ

$$q_{\text{Ш220}} := \frac{\omega_{\text{Ш220}} \cdot T_{\text{ВШ220}}}{8760} = 7.42 \times 10^{-6}$$

$$p_{\text{Ш220}} := 1 - q_{\text{Ш220}} = 0.99999$$

Трансформаторы 500 кВ

$$q_{\text{Т500}} := \frac{\omega_{\text{Т500}} \cdot T_{\text{ВТ500}}}{8760} = 6.027 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{Т500}} := 1 - q_{\text{Т500}} = 0.9994$$

Трансформаторы 220 кВ

$$q_{T220} := \frac{\omega_{T220} \cdot T_{B_{T220}}}{8760} = 2.397 \times 10^{-4}$$

$$p_T := 1 - q_{T220} = 0.99976$$

Выключатели 500 кВ

$$q_{B500} := \frac{\omega_{B500} \cdot T_{B_{B500}}}{8760} = 1.712 \times 10^{-4}$$

$$p_{B500} := 1 - q_{B500} = 0.99983$$

Выключатели 220 кВ

$$q_{B220} := \frac{\omega_{B220} \cdot T_{B_{B220}}}{8760} = 1.142 \times 10^{-5}$$

$$p_{B220} := 1 - q_{B500} = 0.99983$$

Разъединители 500 кВ

$$q_{P500} := \frac{\omega_{P500} \cdot T_{B_{P500}}}{8760} = 1.598 \times 10^{-5}$$

$$p_{P500} := 1 - q_{P500} = 0.99998$$

Разъединители 220 кВ

$$q_{P220} := \frac{\omega_{P220} \cdot T_{B_{P220}}}{8760} = 7.991 \times 10^{-6}$$

$$p_{P220} := 1 - q_{P220} = 0.99999$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов:

$$q_1 := q_{ш220} = 7.42 \times 10^{-6}$$

$$q_2 := q_{ш500} + q_{P500} + q_{B500} + q_{ВЛ1} + q_{P500} + q_{B500} + q_{P500} + q_{T500} + q_{P220} + q_{B220} = 1.915$$

$$q_2 = 1.915 \times 10^{-3}$$

$$q_3 := q_{ш220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{ВЛ3} = 5.353 \times 10^{-4}$$

$$q_4 := q_{ш220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{ВЛ4} = 1.405 \times 10^{-4}$$

$$q_5 := q_{ш220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{P220} + q_{B220} + q_{P220} + q_{ВЛ5} = 7.916 \times 10^{-5}$$

$$q_6 := q_{ш220} + q_{р220} + q_{в220} + q_{р220} + q_{р220} + q_{в220} + q_{р220} + q_{вл6} = 7.916 \times 10^{-5}$$

$$q_c := q_1 + (q_2 \cdot q_3 \cdot q_4 \cdot q_5 \cdot q_6) = 7.42 \times 10^{-6}$$

Определяем параметры потока отказов элементов схемы замещения:

$$\omega_1 := \omega_{ш220} = 0.013$$

$$\omega_2 := \omega_{ш500} + \omega_{р500} + \omega_{в500} + \omega_{вл500} + \omega_{р500} + \omega_{в500} + \omega_{р500} + \omega_{т500} + \omega_{р220} + \omega_{в220}$$

$$\omega_2 = 0.691$$

$$\omega_3 := \omega_{ш220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{вл3} = 0.357$$

$$\omega_4 := \omega_{ш220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{вл4} = 0.11$$

$$\omega_5 := \omega_{ш220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{вл5} = 0.072$$

$$\omega_6 := \omega_{ш220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{р220} + \omega_{в220} + \omega_{р220} + \omega_{вл6} = 0.072$$

$$\omega_c := \omega_1 + (\omega_2 \cdot \omega_3 \cdot \omega_4 \cdot \omega_5 \cdot \omega_6) = 0.013$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 76.109 \quad \text{лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 7.991 \quad \text{лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} := \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760 = 4.947 \quad \text{часов}$$