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 Хабаровских электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ с применением инновационных технологий для подключения подстанций Полиметалл и Албазино

Исполнитель
студент группы 042 ом _____ В.Я. Пономаренко
подпись, дата

Руководитель
профессор, канд. техн. наук _____ Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
профессор, докт. техн. наук _____ Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук _____ А.Н. Козлов
подпись, дата

Рецензент _____
подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«___» _____20___ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Пономаренко Вячеслава Яковлевича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование развития Хабаровских электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ с применением инновационных технологий для подключения подстанций Полиметалл и Албазино
(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы_____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе однолинейная схема электрических сетей Хабаровского края, контрольные замеры зимнего и летнего периода «ФСК ЕЭС».
4. Содержание выпускной квалификационной работы: характеристика Хабаровских электрических сетей, режимный анализ сети, инновационные технологии, выбор числа и мощности трансформаторного оборудования подстанций, выбор марки и сечения проводников, расчет электрических режимов, расчет токов короткого замыкания, выбор высоковольтногооборудования, расчет капиталовложений.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): лист №1 – карты схемы вариантов подключения, однолинейные схемы вариантов подключения проектируемых подстанций; лист №2 – токи КЗ, режимные схемы вариантов подключения проектируемых подстанций.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____
_____
7. Дата выдачи задания _____
Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан, профессор, кандидат технических наук_____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 160 с., 17 рисунков, 85 формул, 79 таблиц, 55 использованных источников, 3 приложения.

ВЫБОР ЭКВИВАЛЕНТА СЕТИ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СЕТИ, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТОВ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

Магистерская диссертация посвящена разработке варианта инновационного развития электрических сетей Хабаровского края при подключении подстанций Полиметалл и Албазино. В магистерской диссертации: определен эквивалент рассматриваемого участка электрической сети Хабаровского края, выполнен структурный анализ электрических сетей Хабаровского края, произведены серии расчетов нормальных и послеаварийных электрических режимов в ПВК RastrWin 3 с учетом прогноза электрических нагрузок. Разработаны несколько вариантов подключения подстанций Полиметалл и Албазино к существующей сети для электроснабжения рудного месторождения. Выполнен расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin 3 и произведен выбор основного оборудования подстанций Полиметалл и Албазино. Выполнен технико-экономический расчет для предлагаемых вариантов развития Хабаровских электрических сетей в связи с подключением подстанций Полиметалл и Албазино для нужд ООО «Ресурсы Албазино». Определен оптимальный вариант подключения месторождения Албазино к электрической сети и предложены инновационные технологии.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения 7
Введение 8
1 Характеристика Хабаровских электрических сетей 11
1.1 Климатогеографическая характеристика района проектирования 11
1.1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования подстанции Полиметалл 11
1.1.2 Климатическая и географическая характеристика района проектирования подстанции Албазино 12
1.2 Экономическая характеристика района проектирования 14
1.3 Характеристика подключаемого потребителя и объекта 15
1.4 Структурный анализ выбранного участка электрической сети 16
1.4.1 Выбор эквивалента и составление графа электрической сети 17
1.4.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети 19
1.4.3 Структурный анализ ЛЭП 20
1.4.4 Структурный анализ подстанций 21
1.5 Анализ схемно-режимной ситуации электрической сети района проектирования 27
1.5.1 Прогнозирование нагрузок с перспективой до 2026 года 27
1.5.2 Характеристика ПВК RastrWin 3 30
1.5.3 Способы задания исходных данных для расчета электрических режимов 31
1.5.4 Расчет и анализ нормального режима существующей сети с учетом перспективных вероятностных характеристик 32
1.5.5 Расчет и анализ послеаварийных режимов 38
1.6 Выводы 45
2 Инновационные технологии, применяемые при развитии электрических сетей и электрических подстанций 46

2.1 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) электрических подстанций 46
2.1.1 Система мониторинга состояния трансформаторов ТДМ 46
2.1.2 Система интеллектуального учета электрической энергии Smart Metering 52
2.2 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) линий электропередачи 54
2.2.1 Композитные опоры фирмы «Феникс» 54
2.2.2 Инновационные компатизированные провода АСку 58
2.2.3 Система мониторинга воздушных линий электропередачи 61
3 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети 64
3.1 Проверка сечений, существующих ЛЭП для выбранного участка электрической сети 64
3.2 Выбор номинального напряжения для вариантов подключения проектируемых подстанций 66
3.3 Разработка вариантов подключения проектируемых подстанций к существующей сети 66
3.4 Техническая проработка 1 варианта развития электрической сети 69
3.4.1 Выбор сечения ЛЭП 69
3.4.2 Выбор силовых трансформаторов 70
3.4.3 Расчет нормального режима электрической сети 1 варианта 72
3.4.4 Расчет послеаварийных режимов электрической сети 1 варианта 77
3.5 Техническая проработка 2 варианта развития электрической сети 84
3.5.1 Выбор сечения ЛЭП 84
3.5.2 Выбор силовых трансформаторов 84
3.5.3 Расчет нормального режима электрической сети 2 варианта 86
3.5.4 Расчет послеаварийных режимов электрической сети 2 варианта 90
4 Выбор оптимального варианта развития Хабаровсих электрических сетей напряжение 110-220 кВ 97
4.1 Капиталовложения 98

4.2 Расчет эксплуатационных издержек 99
4.3 Затраты 101
4.4 Оценка экономической эффективности проекта 101
4.5 Расчет надежности для выбранного варианта 104
5 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования для выбранного варианта 111
5.1 Расчет токов короткого замыкания 111
5.2 Выбор оборудования для ПС Полиметалл 116
5.2.1 Выбор выключателей 116
5.2.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ 122
5.2.3 Выбор разъединителей 123
5.2.4 Выбор трансформаторов тока 124
5.2.5 Выбор трансформаторов напряжения 130
5.2.6 Выбор ОПН 132
5.3 Выбор оборудования для ПС Албазино 133
5.3.1 Выбор выключателей 133
5.3.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ 134
5.3.3 Выбор разъединителей 135
5.3.4 Выбор трансформаторов тока 135
5.3.5 Выбор трансформаторов напряжения 137
5.3.6 Выбор ОПН 139
Заключение 140
Библиографический список 141
Приложение А Расчет экономических показателей 147
Приложение Б Расчет ЧДД для выбранного варианта 151
Приложение В Расчет надежности для выбранного варианта 157

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН - высокое напряжение;

ГПП – главная понизительная подстанция;

КЗ - короткое замыкание;

ЛЭП - линия электропередачи;

НН - низкое напряжение;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПК - программный комплекс;

ПС - подстанция;

РУ - распределительное устройство;

КРУ - комплектно распределительное устройство;

ЧДД - чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка вариантов развития Хабаровских электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ, а также разработка оптимального варианта подключения подстанций Полиметалл и Албазино к электрической сети Хабаровского края с применением инновационных технологий.

Актуальность темы обусловлена подключением крупного потребителя «Ресурсы Албазино» к электрической сети Хабаровского края.

Объект исследования – электроэнергетические сети 110 – 220 кВ Хабаровского края.

Предмет исследования – проектирование подстанций Полиметалл и Албазино с применением инновационных технологий для электроснабжения рудного месторождения.

Целью данной работы является разработка вариантов развития Хабаровских электрических сетей и разработка оптимального варианта подключения подстанций Полиметалл и Албазино к электрической сети Хабаровского края для электроснабжения рудного месторождения, нагрузка которого составит 48 МВт согласно технического условия на технологическое присоединение к электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2020.

Для того чтобы достичь поставленной цели, в магистерской диссертации нужно решить ряд следующих задач:

1. Определить эквивалент и составить граф для рассматриваемого участка Хабаровских электрических сетей для анализа и дальнейшего проектирования.

2. Выполнить структурный анализ выбранного участка Хабаровских электрических сетей.

3. Разработать технически возможные варианты, которые бы обеспечили подключение подстанций Полиметалл и Албазино в Хабаровском крае.

4. Провести расчёты нормальных и послеаварийных электрических режимов в ПВК RastrWin 3 с учетом прогнозируемых электрических нагрузок.

5. Выбрать основные характеристики инновационных технических объектов (устройств) для реализации каждого варианта подключения.

6. На основании расчетов электрических режимов при включении новых объектов определены способы управления электрическими режимами в нормальных и послеаварийных режимах.

7. Рассчитать токи КЗ на шинах подключаемых подстанций, в данном случае с помощью ПВК RastrWin 3.

8. Определить оптимальный вариант инновационного развития Хабаровских электрических сетей на основании расчета экономической эффективности учитывая надежность.

Научная новизна проведенного исследования заключается в анализе схемно - режимной ситуации выбранного эквивалента электрической сети Хабаровского края и реализации инновационных технологий электросетевого комплекса.

Практическая значимость данной магистерской диссертации заключается в разработке схемно - технических мероприятий и внедрении инновационных технологий для надежного электроснабжения подключаемых потребителей.

За период обучения, в ходе сбора, анализа и систематизации материала, используемого в будущем, для написания магистерской диссертации, принято участие в научных конференциях и опубликованы научные статьи.

Публикации. За время обучения опубликовано 2 печатные работы «Анализ потенциала развития систем накопления электроэнергии в России» и «Оценка эффективности сметных программ при строительстве электроэнергетических объектов».

Научные конференции. За время обучения было принято участие в научных конференциях: XXIX научная конференция АмГУ 2020, XXX научная конференция «День науки» - АмГУ 2021, XXII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее», XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее».

При выполнении магистерской диссертации был использован ряд следующих приложений:

1. Microsoft office Word 2016 – программный продукт, который предназначен для работы с текстом, основные возможности: создание, редактирование, просмотр.

2. Microsoft office Excel 2016 – программный продукт, который предназначен для работы с таблицами.

3. Math Type 6.0 – прикладное обеспечения, которое является редактором формул интегрированное с Microsoft office Word 2016, возможности программы: набор и редактирование формул.

4. Mathkad 15– ПК, который предназначен для математических вычислений.

5. RastrWin 3 – программно - вычислительный комплекс, который предназначен для расчета, анализа и оптимизации режимов электроэнергетических сетей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ХАБАРОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Для обнаружения проблем в рассматриваемом объекте исследования, необходимо на начальном этапе выполнения магистерской диссертации дать ему климатическую и географическую характеристику, провести структурный анализ, провести анализ схемно-режимной ситуации.

1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования

1.1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования подстанции Полиметалл

Солнечный район находится в центральной части Хабаровского края и граничит на севере с районом имени Полины Осипенко, на северо-востоке с районами Ульчским, Комсомольским, на юге с Амурским, Хабаровским, на северо-западе с Верхнебуреинским районом [32].

Общая площадь района равна 3108,5 тыс. га. Численность население – 36,0 тыс. чел. Удаленность от краевого центра районного центра – 394 от Хабаровска. Количество населенных пунктов – 18.

Район располагается умеренном климатическом поясе, этот факт объясняет присутствие в данном районе в летний период теплых и влажных морских воздушных масс, а в в зимний период – континентальных холодных и сухих. Зимние муссоны приносят холодные арктические массы с низкими температурами (-32,1) градусов и небольшим количеством осадков 20 мм, это способствует сильному промерзанию почвы и возникновению мерзлоты. Общее количество осадков в районе составляет 400-700 мм в год [32].

Средняя температура воздуха рассматриваемого района в январе составляет 26,7 С°, что является значительно выше чем в близлежащих районах, в июле 18 С°, длительность безморозного периода составляет 100-130 дней, периода с температурой выше 10 градусов 100-110 дней, среднегодовая сумма осадков 570 мм.

Рельеф территории рассматриваемого района делится на три части: западную среднегорную, занятую Баджальским и Буреинским хребтами (максимальные высоты –1500 –2000 м. над уровнем моря); срединную равнинную (сильно заболоченная Эворон –Чукчагирская низменность); низкогорную.

В таблице 1 приведены природно-климатические условия района проектирования подстанции Полиметалл.

Таблица 1 – Природно-климатические условия

№	Природно-климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду	III
2	Нормативная стенка гололеда, мм	30
3	Район по ветру	III
4	Нормативное ветровое давление, Па	650 (32м/с)
5	Годовое количество осадков, мм	570
6	Низшая температура воздуха, ºС	-32,1
7	Высшая температура воздуха, ºС	+25,2
8	Средний минимум января	–26,7
9	Средний минимум июля	+17
10	Число грозочасов в год	40
11	Степень загрязнения атмосферы	1

1.1.2 Климатическая и географическая характеристика района проектирования подстанции Албазино

Потребителем проектируемой подстанции Албазино является рудное месторождение упорного золота, месторождение располагается в 50 км на северо-востоке от поселка имени Полины Осипенко Хабаровского края. Местность рудного месторождения является труднодоступной.

Рассматриваемый участок отнесен к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера. Для того, чтобы в дальнейшем правильно выбрать сечение проводников с учетом поправочного коэффициента, изоляцию будущих выключателей и оборудование ПС в целом необходимо знать минимальную и максимальную температуру окружающей среды. Температура самого холодного месяца (январь) составляет – 28 С°. В летний период температурный максимум достигает +25,2 С°. Средняя температура +18,8 С°. Информация по средней температуре используется при выборе силовых трансформаторов.

При расчете ВЛ и их элементов должны также учитываться ветровое давление и толщина стенки гололеда. В соответствие с ПУЭ рис. 2.5.1 и 2.5.2 для района им. Полины Осипенко скорость ветра составляет 32 м/с, а толщина стенки гололеда равна 20 мм. Влажность воздуха в свою очередь играет не менее значительную роль, так как от этого значение будет зависеть изоляция и на ЛЭП, и на ПС. Среднемесячная относительная влажность воздуха самого холодного месяца в году – 77%. На изоляцию влияет еще и степень загрязненности атмосферного воздуха. Проектируемый объект находится в малозаселенной территории, где единственным ближайшим источником загрязнения станет будущее предприятие по добычи цветных металлов. Таким образом, по таблице 1.9.12 ПУЭ устанавливаем степень загрязнения 1.

Глубина промерзания грунта района составляет 130-210 см. Сам по себе состав грунта определяет механическую составляющую проектирования объекта. Трасса ЛЭП достаточно протяженная и встречаются как заболоченные почвы равнин, так и горные почвы [33]. Рассмотрим участок, где будет располагаться ПС. Местность усыпана хребтами и преобладает песчанно-супесчатый и каменистый грунт. Рядом с рудным месторождением протекает река Амгунь и будущая линия электропередач будет ее пересекать.

Для наглядности все климатические данные для расчета и выбора оборудования при проектировании электрической сети сведены в таблицу 2.

В таблице 2 представлены природно-климатические условия района проектирования подстанции Албазино.

Таблица 2 – Природно-климатические условия

№	Природно-климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду	III
2	Нормативная стенка гололеда, мм	20
3	Район по ветру	III
4	Нормативное ветровое давление, Па	650 (32м/с)
5	Годовое количество осадков, мм	444
6	Низшая температура воздуха, ºС	-28
7	Высшая температура воздуха, ºС	+25,2
8	Средний минимум января	–26,7
9	Средний минимум июля	+18,8
10	Число грозочасов в год	40
11	Степень загрязнения атмосферы	1

С помощью указанных в таблице значений параметров климатических условий будет производится выбор электрооборудования, предназначенного для эксплуатации в определенных климатических условиях. Грамотный выбор электрооборудования является залогом долгосрочной и бесперебойной работы сети.

1.2 Экономическая характеристика района проектирования

Так как проектируемая подстанция Полиметалл будет располагаться в районе Солнечный, а подстанция Полиметалл в районе имени Полины Осипенко мы будем не будем рассматривать экономическую характеристику и основную специализацию всего Хабаровского края, а рассмотрим применительно для данных районов.

Район имени Полины Осипенко

Традиционно лидерами местного рынка являются компании, которые специализируются на заготовке древесины и добыче драгоценных металлов [33].

Предприятия района имени Полины Осипенко в 2021 добыли 7500 тонн золота и 13 тысяч тонн серебра [33].

Основной компанией по добыче драгоценных металлов данного района является компания «Ресурсы Албазино», добыча полезных ископаемых которой составляет 28% от общей добычи ХабаровскогоКрая [49].

Объем заготовленной древесины по сравнению с 2020 годом вырос более чем на 25% (если перевести в цифры, то на 150 тысяч кубометров) и составил 561 тысячу кубометров.

Такие показатели сопоставимы с увеличением оборота предприятий этого муниципального района в целом, который вырос почти на 25% и составил около 28,5 миллиардов рублей.

Район Солнечный

Данный район изначально образовался за счет разведки и добычи олова и последующего строительства Солнечного обогатительного комбината , который добывал руду из месторождений Солнечное, Фестивальное и Придорожное олово [31].

Лесной комплекс является одним из ведущих секторов экономики в данном районе. Основной объем лесозаготовок приходится на предприятия производственного объединения "Дальлеспром".

На территории района осуществляют деятельность предприятия горнорудного комплекса: ОАО "Оловянная рудная компания" (ОАО "ОРК"), ООО "Геопроминвест", ОАО "Забайкальская горнорудная компания".

ООО «Геопроминвест», в тестовом режиме запустило новое производство — обогатительную фабрику по рециклингу отходов бывшего Солнечного ГОКа в медный и оловянный концентраты.

1.3 Характеристика подключаемого потребителя и объекта

Потребителем электроэнергии для ПС Полиметалл, ПС Албазино является дочернее предприятие «Ресурсы Албазино», которое входит в ООО «Полиметалл».

Компания «Полиметалл» – одна из ведущих компаний по добыче золота и серебра, с активами в России и Казахстане. В Хабаровском крае данная компания занимается добычей упорного золота, впервые применила технологии автоклавного выщелачивания.

Рудник Албазино, приобретенное компанией в 2006 году, – богатое месторождение упорного золота. Сегодня Албазино включает в себя действующий карьер/рудник и флотационную фабрику, производительностью 1,6 млн. тонн в год, введенную в эксплуатацию в 2011г.

Албазино – важная часть Амурского хаба: золоторудный концентрат, получаемый на флотационной фабрике, перевозится на АГМК для дальнейшей переработки в слитке доре. Горные работы производятся открытым и подземным способом [27]. Заявленная мощность на технологическое присоединение составляет 48 МВт [48]: 45 МВт - для электроснабжения рудника, 3 МВт - для электроснабжения вахтового городка.

1.4 Структурный анализ участка выбранной электрической сети

Электрические сети, которые используются в России зачастую являютсясложными, перечислим их классификацию по выполняемым функциям: питающие, системообразующие и распределительные.

Чаще всего развитие электрических сетей происходит «сумбурно» - либо при возникновении потребности в электроснабжении нового объекта, либо при увеличении мощности нагрузки для уже существующих потребителей. Обычно в таких случаях – происходит увеличение мощности питающих подстанций, также строятся новые линии электропередачи [2].

Структурный анализ электрических Хабаровских электрических сетей подразумевает их систематизацию по приведенным ниже признакам:

– класс номинального напряжения электрической сети;

– количество и тип схемы каждого РУ рассматриваемых подстанций;

– число и мощность трансформаторов с написанием их основных параметров;

– суммарная протяженность линий электропередачи на каждом классе номинального напряжения

– характеристика рассматриваемых ЛЭП.

В характеристику ЛЭП должна входить следующая информация: название ЛЭП, номинальное напряжение, длина рассматриваемой ЛЭП, марка и сечение, а также ее конструктивное исполнение.

Произведем выбор эквивалента и анализ схемно-режимной ситуации электрической сети Хабаровского края для подключения подстанций Полиметалл и Албазино. Все это нам нужно для дальнейшего проектирования развития Хабаровских электрических сетей при подключении проектируемых подстанций Полиметалл и Албазино.

1.4.1 Выбор эквивалента и составление графа электрической сети

Выберем участок электрической сети Хабаровского края необходимый нам для дальнейшего анализа и проектирования.

В эквивалент рассматриваемого участка сети будут входить 10 подстанций:

1) Комсомольская;

2) ГПП – 4;

3) Старт;

4) Парус;

5) Горин;

6) Березовая;

7) Джамку;

8) Сулук;

9) Ургал;

10) Фабрика.

Большая часть выбранных подстанций идет на напряжение 220 кВ.

На рисунке 1 представлена карта схема рассматриваемого участка сети, на рисунке 2 представлен граф электрической сети.

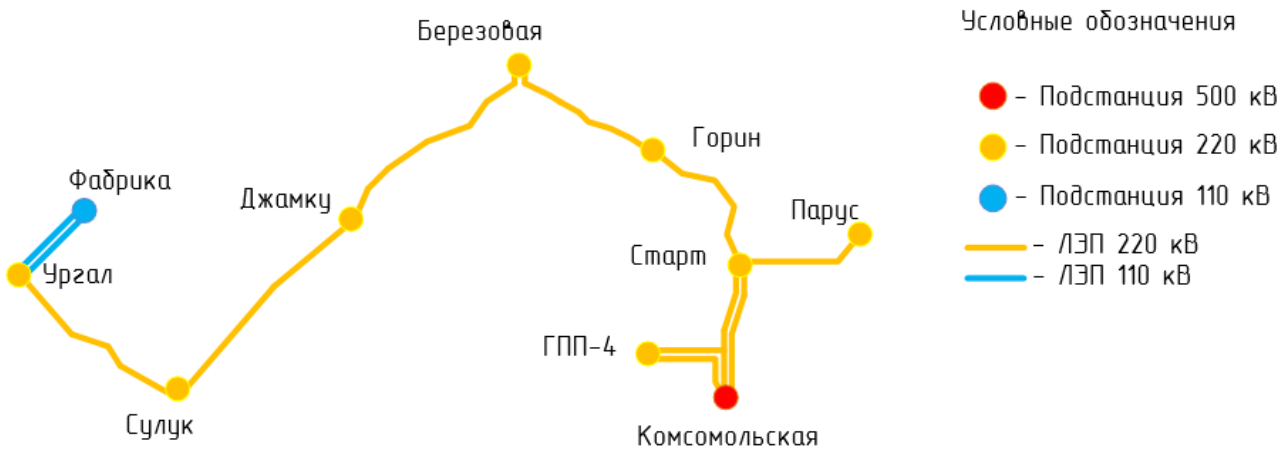


Рисунок 1 – Карта схема рассматриваемого участка сети

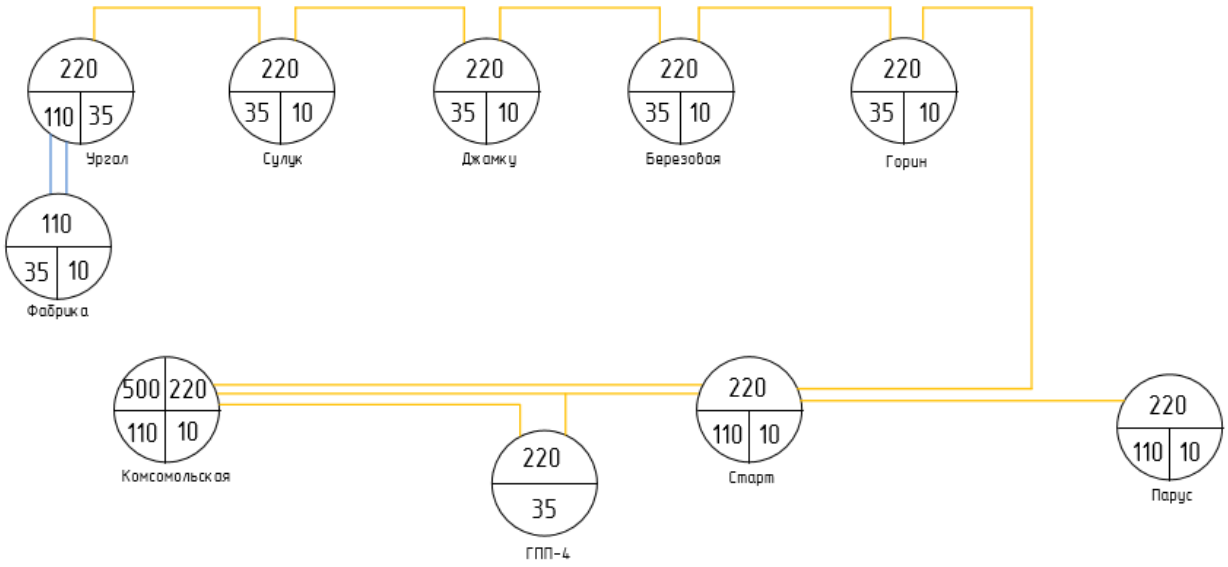


Рисунок 2 – Граф эквивалента сети

Произведем сравнение напряжений в точках согласно перечню контрольных пунктов операционной зоны, Хабаровского РДУ, представленного в таблице 3.

В таблице 3 идет сравнение напряжений, зафиксированных во время летнего контрольного замера с напряжениями, полученными при расчете режима в ПВК «RASTR WIN 3». Данные контрольных замеров получены во время прохождения производственной практики в «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС.

Таблица 3 – Сравнение напряжений контрольного замера и напряжений получившихся при расчете режима в ПВК Rastr Win 3

Наименование узла	U кВ, по данным КЗ (16.06.2021)	U кВ, согласно расчету в Rastr Win 3
ПС Комсомольская 500 кВ	511,1	505
ПС Комсомольская 220 кВ	240,5	238,17
ПС Старт 220	238	235,33
ПС Старт 110	120,6	119,16
ПС Березовая 220	239	236,8
ПС Березовая 35	38	37,9
ПС Горин 220	239,7	235,19
ПС Горин 35	36,18	36,27
ПС Джамку 220	238,5	236,53
ПС Джамку 35	36,7	37,13
ПС Парус 220	231,9	227,17
ПС Сулук 220	236,50	232,36
ПС Сулук 35	36,4	37,54
ПС Ургал 220	238,5	233,51
ПС Ургал 110	121,9	118,02

Анализируя таблицу сравнения напряжений контрольного замера и напряжений, получившихся при расчете режима можно сказать, что эквивалент выбран корректно.

1.4.2 Характеристика источников питания рассматриваемой сети

Источником питания выбранного эквивалента Хабаровских электрических сетей является подстанция Комсомольская напряжением 500/220/110/10. Общая трансформаторная мощность данной подстанции составляет 355 МВА.

На подстанции Комсомольская на высокой стороне установлен автотрансформатор мощностью 167 МВА, на средней стороне установлены 2 автотрансформатора: АТДЦТН – 125000/220 и АТДЦТН – 63000/220 [48].

Каталожные данные установленных на подстанции силовых трансформаторов показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	Uн			ΔPк, кВт	ΔPx, кВт	ΔQx, квар	Ix, %
		ВН	СН	НН				
3хАОДЦТН – 167000/500/220/10	1	500/√3	230/√3	11	325	125	2004	0,4
АТДЦТН – 125000/220/110/10	1	230	121	11	305	65	625	0,5
АТДЦТН– 63000/220/110/10	1	230	121	11	215	45	315	0,5

Распределительное устройство 500 кВ выполнено по схеме 6 Н – треугольник;

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме 13– две рабочие и обходная система шин;

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин;

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

1.4.3 Структурный анализ ЛЭП

В таблице 5 показаны ЛЭП на рассматриваемом участке.

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке

Напряжение	Марка	Суммарная длина линий, км	Наименование линий
1	2	3	4
220 кВ	АС-300	0,92	Комсомольская-отп.№5 на Старт
	АС-240	21,84	отп.№5 на Старт-Старт
	АС-400	17,124	Комсомольская-отп.№А 61
	АС-300	7,648	отп.№А 61-ГПП-4
	АС-400	17,057	Комсомольская-отп.№А 61
	АС-300	10,646	отп.№А 61-ГПП-4
	АС-300	7,559	отп.№А 61-Старт
	АС-240	20,88	Старт-Парус

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
	АС-240	65,246	Старт-Горин
	АС-240	105,737	Горин-Березовая
	АС-300	7,588	Горин-Березовая
	АС-240	105,357	Березовая-Джамку
	АС-240	118,2	Джамку-Сулук
	АС-240	79,855	Сулук-Ургал
110 кВ	АС-95	20,6	Ургал-Фабрика
	АС-95	20,6	Ургал-Фабрика

Распределение линий по классам номинального напряжения с указанием их общей протяженности:

Напряжение 220 кВ: суммарная длина ВЛ 585,657 км

Напряжение 110 кВ: суммарная длина ВЛ 41,2 км

Интервальная оценка сечений линий

Напряжение 220 кВ: АС-240 - АС-400

Напряжение 110 кВ: АС-95

Из анализа распределения линий по классам номинального напряжения наблюдаем, что большая часть выбранного эквивалента рассматриваемой Хабаровской электрической сети выполнена на напряжение 220 кВ и длина сетей данного напряжения составляет 585,657 км.

1.4.4 Структурный анализ рассматриваемых Подстанций

В таблице 6 находится характеристика рассматриваемых подстанций по способу присоединения к сети и схемам РУ.

В таблице 7 показаны количество и марки, установленных на ПС трансформаторов.

Таблица 6 – Характеристика ПС по способу присоединения к сети и схемам РУ

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	U РУ, кв.	Вид РУ
ПС Комсомольская	Узловая	500	6 Н - Треугольник
		220	13Н - Две рабочие системы шин
ГПП-4	Ответвительная	220	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
Старт	Узловая	220	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин
Парус	Ответвительная	220	13Н - Две рабочие и обходная система шин
Горин	Проходная	220	Нетиповая - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий
Березовая	Проходная	220	Нетиповая - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий
Дамку	Проходная	220	Нетиповая - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий
Сулак	Проходная	220	5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Ургал	Проходная	220	12 - Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин
Фабрика	Проходная	110	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Таблица 7 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки установленных силовых трансформаторов
Комсомольская	1×АОДЦТН –167000/500 1× АТДЦТН–125000/220 1× АТДЦТН–63000/220
ГПП-4	2 ×ТРДН 160000/220
Старт	2 × АТДЦТН- 125000/220
Парус	2 × ТДТН- 63000/220
Горин	2 × ТДТН- 25000/220
Березовая	2 × ТДТН- 25000/220
Джамку	2 × ТДТН- 25000/220
Сулук	2 × ТДТН- 25000/220
Ургал	2 ×АТДЦТН- 63000/220
Фабрика	2 × ТДТН- 25000/110

Также представлены загрузка трансформаторов подстанций рассматриваемого эквивалента в зимний и летний период.

Загрузка представлена в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Загрузка трансформаторов ПС в зимний период

Наименование ПС	№ тр-ра	Мощность установленных трансформаторов, МВА	U, кВ	Нагрузка (МВА)	Кз, о.е.
1	2	3	4	5	6
Комсомольская	1	125+63	220	97,8	0,78
	2			44,61	0,70
ГПП-4	1	160+160	220	72,2	0,45
	2			64,2	0,40
Старт	1	125+125	220	52,1	0,41
	2			56,7	0,45
Парус	1	63+63	220	23,72	0,37
	2			29	0,46
Горин	1	25+25	220	11,35	0,44
	2			11,43	0,45

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
Березовая	1	25+25	220	10,9	0,43
	2			10,2	0,40
Джамку	1	25+25	220	9,8	0,39
	2			12,19	0,48
Сулук	1	25+25	220	11,459	0,45
	2			9,4	0,37
Ургал	1	63+63	220	28,86	0,45
	2			26,46	0,42
Фабрика	1	25+25	110	9,5	0,38
	2			10,6	0,42

Таблица 9 – Загрузка трансформаторов ПС в летний период

Наименование ПС	№ тр-ра	Мощность установленных трансформаторов, МВА	U, кВ	Нагрузка (МВА)	Кз, о.е.
Комсомольская	1	125+63	220	85,4	0,68
	2			35,6	0,56
ГПП-4	1	160+160	220	62,6	0,39
	2			54,7	0,34
Старт	1	125+125	220	42,1	0,33
	2			51,3	0,41
Парус	1	63+63	220	19,45	0,30
	2			26	0,41
Горин	1	25+25	220	9,15	0,34
	2			10,18	0,40
Березовая	1	25+25	220	8,96	0,36
	2			8,83	0,35
Джамку	1	25+25	220	8,6	0,34
	2			10	0,40
Сулук	1	25+25	220	9,5	0,38
	2			7,2	0,28
Ургал	1	63+63	220	25,05	0,39
	2			22,02	0,34
Фабрика	1	25+25	110	7,06	0,28
	2			9,3	0,37

Для того чтобы компенсировать излишнюю реактивную мощность в электроэнергетической сети Хабаровского края установлены шунтирующие реакторы и управляемые шунтирующие реакторы [47]. Данные по номинальным параметрам мощности ШР и УШР приведены в таблицах 10,11.

Таблица 10 – Регулировочный диапазон ШР в энергосистеме Хабаровского края

Подстанция	Наименование	Тип	Место установки	Число ступеней егулирования	Реактивная мощность ступени,Мвар
Комсомольская	Р - 512	3×РОДЦ – 60000/500	Секция 500 кВ	1	180
Горин	РШ	РТД-20000/35-У1	Секция 35 кВ	1	20
Березовая	РШ	3×РКОС-6600/35-УХЛ1	Секция 35 кВ	1	19,8
Джамку	РТД-35	РТД-20000/35-У1	Секция 35 кВ	1	20
Сулук	РТД-1-35	РТД-20000/35	Секция-1- 35 кВ	1	20
	РТД-2-35	РТД-20000/35	Секция -2- 35 кВ	1	20

Таблица 11 – Параметры установленных УШР в электроэнергетической системе Хабаровского края

Подстанция	Наименование	Тип	Место установки	Диапазон регулирования реактивной мощности	
				Qmin	Qmax
Ургал	УШР - 110	РТДУ – 25000/110	1 С 110 кВ	1,25	25

Список контрольных пунктов по напряжению операционной зоны ХРДУ показан в таблице 12 [49].

Таблица 12 –Контрольные пункты по напряжению в энергосистеме Хабаровского края

Энергообъект	Контрольный пункт, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС Хабаровская	220	252	205	185
ПС Старт	220	252	205	185
ПС Ванино	220	252	210	190
Амурская ТЭЦ-1	110	126	100	90
Комсомольская ТЭЦ-2	110	126	100	90
Комсомольская ТЭЦ-3	110	126	100	90
Хабаровская ТЭЦ-1	110	126	100	90
Хабаровская ТЭЦ-3	110	126	100	90
Совгаванская ТЭЦ	110	126	94	90

В случае, если напряжения в этих пунктах выйдет за границы допустимых значений требуется беспромедлительное принятие мер для нормализации уровней напряжения [49].

Итого в рассматриваемый район входят 10 подстанций, большинство являются двух трансформаторными, по типу присоединения к сети – проходные.

Преобладают ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ, выполненные сечением АС 240 – АС 400. Половина подстанций выполнена ЛЭП в одноцепном исполнении. Также важно отметить, что в рассматриваемой сети присутствует избыточная реактивная мощность, с целью ее компенсации установлены ШР и УШР.

1.5 Анализ схемно – режимной ситуации электрической сети района проектирования

1.5.1 Прогнозирование нагрузок с перспективой до 2026 года

Для дальнейшего расчета электрических режимов необходимо осуществить прогнозирование нагрузок рассматриваемых подстанций.

В данном пункте будем производить расчет электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу до 2026 года, для последующего анализа схемно-режимной ситуации и проектирования развития.

Формула для прогнозирования электрической нагрузки, приведена ниже [42]:

$$S = S_T \cdot (1+K)^{T_П} \quad (1)$$

где S – мощность после прогнозирования;

$S_Т$ –мощность на данный момент;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

$Т_П$ – период времени, на который производится прогнозирование (лет);

Прогнозируем с помощью контрольного замера полученного в ФСК ЕЭС, для ПС из выбранного эквивалента.

Средняя активная и реактивная мощности определим по формулам:

$$P_{ср} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_t \cdot t_i ; \quad (2)$$

$$Q_{ср} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_t \cdot t_i ; \quad (3)$$

где T - период;

P_i, Q_i - период;

Расчет среднеквадратичной активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_t^2 \cdot t_i}\ ; \tag{4}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_t^2 \cdot t_i}\ ; \tag{5}$$

$$P_{\max} = P_{ср} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k^2{}_{ф} - 1}) \tag{6}$$

$$Q_{\max} = Q_{ср} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k^2{}_{ф} - 1}) \tag{7}$$

В таблице 13 приведены значения вероятностных характеристик

Таблица 13 – Значения вероятностных характеристик

Наименование ПС		P_{MAX}, МВт	$P_{СР}$, МВт	$P_{ЭФ}$, МВт	Q_{MAX}, МВар	$Q_{СР}$, МВар	$Q_{ЭФ}$, МВар
1		2	3	4	5	6	7
Комсомольская	Зима	91	75,83	88,72	-169	-140,83	-164,77
	Лето	77,35	64,46	75,42	-143,65	-119,71	-140
ГПП-4	Зима	133	110,83	129,67	43,06	35,88	41,98
	Лето	113,05	94,21	110,23	36,6	30,50	35,69
Старт	Зима	113,86	94,88	111	-30,16	-25,13	-29,4
	Лето	96,78	80,65	94,26	-25,63	-21,36	-24,99
Парус	Зима	50,38	41,98	49,12	17,94	14,95	17,49
	Лето	42,82	35,69	41,76	15,25	12,71	14,87
Горин	Зима	22,01	18,34	21,46	5,8	4,83	5,65
	Лето	18,71	15,59	18,24	4,93	4,11	4,81
Березовая	Зима	20,50	17,08	19,98	5,04	4,2	4,91

Продолжение таблицы 13

1		2	3	4	5	6	7
	Лето	17,42	14,52	16,99	4,28	3,57	4,18
Джамку	Зима	21,3	17,75	20,77	5,45	4,54	5,31
	Лето	18,11	15,09	17,66	4,63	3,86	4,52
Сулук	Зима	20,29	16,91	19,78	4,76	3,97	4,64
	Лето	17,25	14,37	16,81	4,05	3,37	3,94
Ургал	Зима	51,14	42,61	49,86	21,19	17,66	20,66
	Лето	43,47	36,22	42,38	18,01	15,01	17,56
Фабрика	Зима	22,6	18,83	22	-10,10	-8,42	-9,85
	Лето	19,21	16,01	18,72	-8,59	-7,15	-8,37

Приведем формулу для прогнозирования:

$$P_{ср}^{прог} = P_{ср}^{баз} \cdot (1+\varepsilon)^{N}; \quad (8)$$

где $P_{ср}^{баз}$ – базисная средняя мощность;

ε – среднегодовое относительное увеличение электрической нагрузки будет равно 0,077;

N – период прогнозирования, для сетей 35-110 кВ принимается равным 5 лет.

Согласно СИПР по Хабаровскому краю, среднегодовой прирост нагрузки за 2021 – 2025 годы для Хабаровского края составит – 7,7 %.

В таблице 14 приведены прогнозные нагрузки.

Таблица 14 – Прогнозные нагрузки

Наименование ПС	Зимний максимум		Летний максимум	
	$P_Н$	$Q_Н$	$P_Н$	$Q_Н$
1	2	3	4	5
Комсомольская	131,86	-244,89	112,08	-208,15
ГПП-4	192,72	62,4	163,81	53,04

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Старт	164,99	-43,7	140,24	-37,14
Парус	73	26	62,05	22,10
Горин	31,89	8,4	27,11	7,14
Березовая	29,7	7,3	25,24	6,2
Джамку	30,86	7,9	26,23	6,71
Сулук	29,4	6,9	24,99	5,87
Ургал	74,1	30,70	62,98	26,10
Фабрика	32,75	-14,64	27,84	-12,44

Согласно источнику [49], в оптимистичном варианте потребление электроэнергии по энергосистеме Хабаровского края и ЕАО к 2025 году оценивается на уровне 15352 млн кВт.ч (на 45,6% выше уровня 2020 года) при среднегодовых темпах прироста 7,7 %.

1.5.2 Характеристика ПВК RastrWin 3

Существует множество программ для расчета электроэнергетических режимов, среди них можно отметить: ETAP, Energy CS, Rastr Win 3 [16]. Все перечисленные программы обладают замечательным функционалом, функционал ПВК Rastr Win 3 приведен ниже [26].

В данной диссертации использовался ПВК RastrWin 3, т.к. наиболее привычен и доступен.

Основные возможности выбранной программы: [26]:

1) моделирование и расчет режимов;

2) расчет всех электрических параметров режима электрической сети;

3) учет изменения сопротивления трансформаторов при изменении положения РПН;

4) структурный анализ потерь;

5) моделирование БСК,СТК,УШР;

6) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры окружающей

среды;

7) сравнение нормальных, а также аварийных режимов электрической сети по заданному списку параметров;

8) Вывод в графическом виде отклонения параметров электрической сети (отображение цветом токовой загрузки ветвей, отклонения напряжений).

1.5.3 Способы задания исходных данных для расчета электрических режимов

Забивать схему рассматриваемой электрической сети в программу нужно начиная с ввода данных по узлам. Минимальным необходимым количеством информации для каждого узла является его порядковый номер и номинальное напряжение.

Для узлов нагрузки необходимо дополнительно ввести активную и реактивную мощность нагрузки (P_H, Q_H). Если в сети есть генераторы или компенсаторы, то в узлы нужно дополнительно задавать пределы изменения реактивной мощности (Q_min, Q_max), в колонке V_зд для данных узлов нужно указать заданный модуль напряжения, который может быть неизменным, если позволят пределы регулирования по реактивной мощности. Также главный момент – один из узлов необходимо назначить базисным.

При вводе информации по ветвям задаются номера узлов, начало и конец ветви.

Для того чтобы ветви разделились на ЛЭП и трансформаторы, для трансформаторов нужно в ветвях задать коэффициет трансформации , а для ЛЭП необходимо указать активную проводимость со знаком минус.

Порядок ввода информации для трансформаторов: выбираем узлы которые будут определять данную ветвь, а именно, начало и конец ветви. После забиваем сопротивления трансформаторов.

Для расчета параметров используем формулы ниже.

Для воздушных линий напряжением 110-220 кВ и длиной до 250 км активные и реактивные сопротивления находятся по формулам::

$$r_л = r_o \cdot l\,, \tag{9}$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

l – длина воздушной линии.

$$x_л = x_o \cdot l\,, \tag{10}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км;

l – длина воздушной линии.

Активная и реактивная проводимости рассчитываются по следующим формулам:

$$b_л = b_o \cdot l\,, \tag{11}$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См/км;

l – длина воздушной линии.

$$g_л = g_o \cdot l\,, \tag{12}$$

где g_0 – удельная активная проводимость, См/км;

l – длина воздушной линии.

1.5.4 Расчет и анализ нормального режима существующей сети с учетом перспективных вероятностных характеристик

Произведем расчет нормального режима электрической сети с учетом перспективных вероятностных характеристик. За базисный узел примем шины 500 кВ ПС Комсомольская. Для анализа режимной ситуации электрических сетей 110-220 кВ использованы данные контрольных зимних и летних замеров 2021 г.

В режиме максимальных нагрузок использованы зимние значения тока.

Производить расчеты режимов существующей сети будем по контрольным замерам полученным в ФСК ЕЭС за 16.06.2021 и 15.12.2021.

Анализ отклонений напряжений в сети в режиме зимнего и летнего максимума нагрузки приведены в таблицах 15,16.

Таблица 15 – Анализ отклонений напряжений в сети в режиме зимнего максимума нагрузки

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	505,00	1,00
АТ Нейтраль	500	516,58	3,32
Комсольская 220	220	227,05	3,20
оп.№5	220	226,99	3,18
оп.№А61	220	225,49	2,50
оп.№А61"	220	225,43	2,47
ГПП-4 1 с.ш.	220	224,61	2,10
2 с.ш.	220	224,61	2,10
Старт	220	225,31	2,41
АТ1 нейтраль	220	229,10	4,14
АТ1 нейтраль	220	229,10	4,14
Старт СН	110	114,46	4,05
Парус	220	223,58	1,63
Горин	220	224,22	1,92
Т1 нейтраль	220	217,62	-1,08
Т2 нейтраль	220	217,62	-1,08
СН	35	36,27	3,64
Березовая	220	224,19	1,90
Т1 нейтраль	220	210,59	-4,28
Т2 нейтраль	220	225,82	2,65
СН	35	37,65	7,57
Джамку	220	225,00	2,27
Т1 нейтраль	220	218,85	-0,52
Т2 нейтраль	220	218,85	-0,52
СН	35	36,48	4,23
Сулук	220	227,26	3,30
Т1 нейтраль	220	221,88	0,86
Т2 нейтраль	220	221,88	0,86
СН	35	36,99	5,69

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Ургал	220	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	4,68
СН	110	114,99	4,54
Фабрика	110	114,81	4,37

Таблица 16 – Анализ отклонений напряжений в сети в режиме летнего максимума нагрузки

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	505,00	1,00
АТ Нейтраль	500	515,35	3,07
Комсольская 220	220	226,56	2,98
оп.№5	220	226,50	2,96
оп.№А61	220	225,16	2,34
оп.№А61"	220	225,12	2,33
ГПП-4 1 с.ш.	220	224,37	1,99
2 с.ш.	220	224,37	1,99
Старт	220	224,97	2,26
АТ1 нейтраль	220	228,32	3,78
АТ1 нейтраль	220	228,32	3,78
Старт СН	110	120,02	9,10
Парус	220	223,42	1,55
Горин	220	224,00	1,82
Т1 нейтраль	220	227,00	3,18
Т2 нейтраль	220	209,38	-4,83
СН	35	36,04	2,96
Березовая	220	223,74	1,70
Т1 нейтраль	220	211,09	-4,05
Т2 нейтраль	220	226,36	2,89
СН	35	37,75	7,85
Джамку	220	224,35	1,98
Т1 нейтраль	220	210,23	-4,44
Т2 нейтраль	220	227,54	3,43
СН	35	37,94	8,41
Сулук	220	226,80	3,09

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Т1 нейтраль	220	214,32	-2,58
Т2 нейтраль	220	229,83	4,47
СН	35	38,33	9,51
Ургал	220	230,00	4,55
АТ1	220	218,95	-0,48
АТ2	220	218,95	-0,48
СН	110	115,01	4,56
Фабрика	110	114,75	4,32

В результате анализа отклонений напряжений в ходе расчета режима максимальных зимних и летних нагрузок отклонений от нормируемых значений не выявлено [10], [36].

Теперь произведем анализ токовой загрузки ЛЭП в режиме максимальных и минимальных нагрузок. В таблице 17 представлена загрузка ЛЭП.

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование линии	Режим максимальных нагрузок			Режим минимальных нагрузок		
	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
Комсомольская 220 - оп.№5	915,90	410,43	44,81	710,00	311,64	43,89
Комсомольская 220 - оп.№А61	1064,00	440,98	41,45	825,00	345,26	41,85
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064,00	364,90	34,29	825,00	296,54	35,94
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,90	365,38	39,89	710,00	297,09	41,84
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,90	162,58	17,75	710,00	149,90	21,11
оп.№5 - Старт	786,70	410,52	52,18	610,00	311,85	51,12
оп.№А61 - Старт	915,90	300,49	32,81	710,00	210,17	29,60
Старт - Парус	786,70	199,94	25,42	610,00	170,04	27,87
Старт - Горин	786,70	98,14	12,47	610,00	30,65	5,03
Горин - Березовая	786,70	26,61	3,38	610,00	81,32	13,33
Березовая - Джамку	786,70	66,39	8,44	610,00	145,26	23,81
Джамку - Сулук	786,70	145,06	18,44	610,00	212,85	34,89
Сулук - Ургал	786,70	218,93	27,83	610,00	275,68	45,19
СН - Фабрика	425,00	91,69	21,57	330,00	78,21	23,70
СН - Фабрика	425,00	91,69	21,57	330,00	78,21	23,70

Из приведенных таблиц выше видим, что половина ЛЭП оптимально за-

гружена, а вторая половина является слабо загруженной, тем самым это приводит к генерации зарядной мощности, это является причиной повышения напряжения.

Наиболее загруженными линиями являются линии отходящие непосредственно от источников питания.

Схема нормального режима сети рассматриваемого участка представлена на рисунке 3.

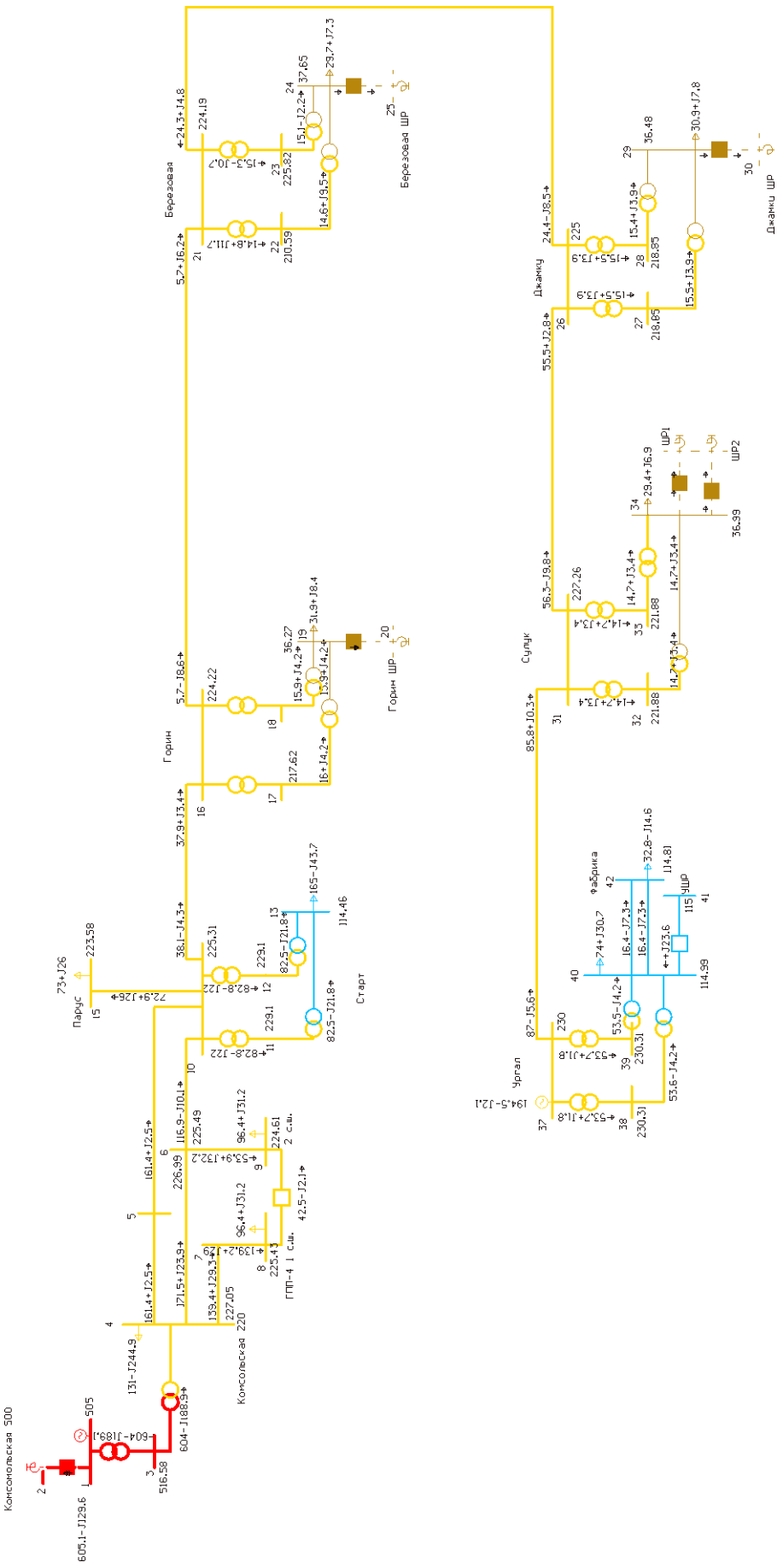


Рисунок 3 – Схема нормального режима сети рассматриваемого участка

1.5.5 Расчет и анализ послеаварийных режимов

Произведем серию расчетов нескольких послеаварийных режимов в режиме зимних нагрузок. Будет произведено два послеаварийных режима:

1) Отключение линии Комсомольская - Старт;

2) Отключение линии Комсомольская - ГПП-4.

1. Отключим линию Комсомольская - Старт

В таблице 18 представлена токовая загрузка линий для зимнего периода в послеаварийном режиме

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в зимнем послеаварийном режиме

Название линии	Ток в начале линии I_нач, А	Ток в конце линии I_кон, А	Допустимый ток Iдоп_расч_ДДТН,А	Загрузка линии I/I_dop_ДДТН,%
Комсомольская 220 - оп.№5	отключена			
Комсомольская 220 - оп.№А61	723,34	723,96	1064,00	68,04
Комсомольская 220 - оп.№А61"	496,64	497,65	1064,00	46,77
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	497,58	497,99	915,90	54,37
оп.№А61 - 2 с.ш.	80,82	84,45	915,90	9,22
оп.№5 - Старт	отключена			
оп.№А61 - Старт	715,36	715,28	915,90	78,10
Старт - Парус	199,05	201,33	786,70	25,59
Старт - Горин	99,28	98,23	786,70	12,62
Горин - Березовая	30,04	18,78	786,70	3,82
Березовая - Джамку	65,03	65,25	786,70	8,29
Джамку - Сулук	143,37	144,52	786,70	18,37
Сулук - Ургал	218,43	218,68	786,70	27,80
СН - Фабрика	91,69	90,20	425,00	21,57
СН - Фабрика	91,69	90,20	425,00	21,57

Как видно при анализе токовой загрузки ЛЭП на некоторых участках линий повышается загрузка, но не выходит за пределы допустимого тока линии. Наибольшая загруженность составляет 78%.

Далее рассмотрим изменение напряжения в узлах при отключении одной

линии.

В таблице 19 приведены напряжения в узлах в послеаварийном режиме.

Таблица 19 – Изменение напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение в нормальном режиме U, кВ	Фактическое напряжение в послеаварийном режиме U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
Комсомольская 500	500	505,00	505,00	1,00
АТ Нейтраль	500	516,58	515,74	3,15
Комсомольская 220	220	227,05	226,68	3,04
оп.№А61	220	225,49	224,38	1,99
оп.№А61"	220	225,43	224,71	2,14
ГПП-4 1 с.ш.	220	224,61	223,72	1,69
2 с.ш.	220	224,61	223,72	1,69
Старт	220	225,31	223,73	1,69
АТ1 нейтраль	220	229,10	227,53	3,42
АТ1 нейтраль	220	229,10	227,53	3,42
Старт СН	110	114,46	113,68	3,34
Парус	220	223,58	221,99	0,90
Горин	220	224,22	222,81	1,28
Т1 нейтраль	220	217,62	216,16	-1,75
Т2 нейтраль	220	217,62	216,16	-1,75
СН	35	36,27	36,03	2,94
Березовая	220	224,19	223,12	1,42
Т1 нейтраль	220	210,59	209,53	-4,76
Т2 нейтраль	220	225,82	224,68	2,13
СН	35	37,65	37,46	7,02
Джамку	220	225,00	224,29	1,95
Т1 нейтраль	220	218,85	218,11	-0,86
Т2 нейтраль	220	218,85	218,11	-0,86
СН	35	36,48	36,36	3,88
Сулук	220	227,26	226,97	3,17
Т1 нейтраль	220	221,88	221,59	0,72
Т2 нейтраль	220	221,88	221,59	0,72
СН	35	36,99	36,94	5,55
Ургал	220	230,00	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	230,31	4,68
СН	110	114,99	114,99	4,54
Фабрика	110	114,81	114,81	4,37

При анализе изменений напряжений в узлах, можно сделать вывод: напряжения в послеаварийном режиме снизилось незначительно и напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

Послеаварийный режим при отключении ВЛ Комсомольская - Старт приведен на рисунке 4.

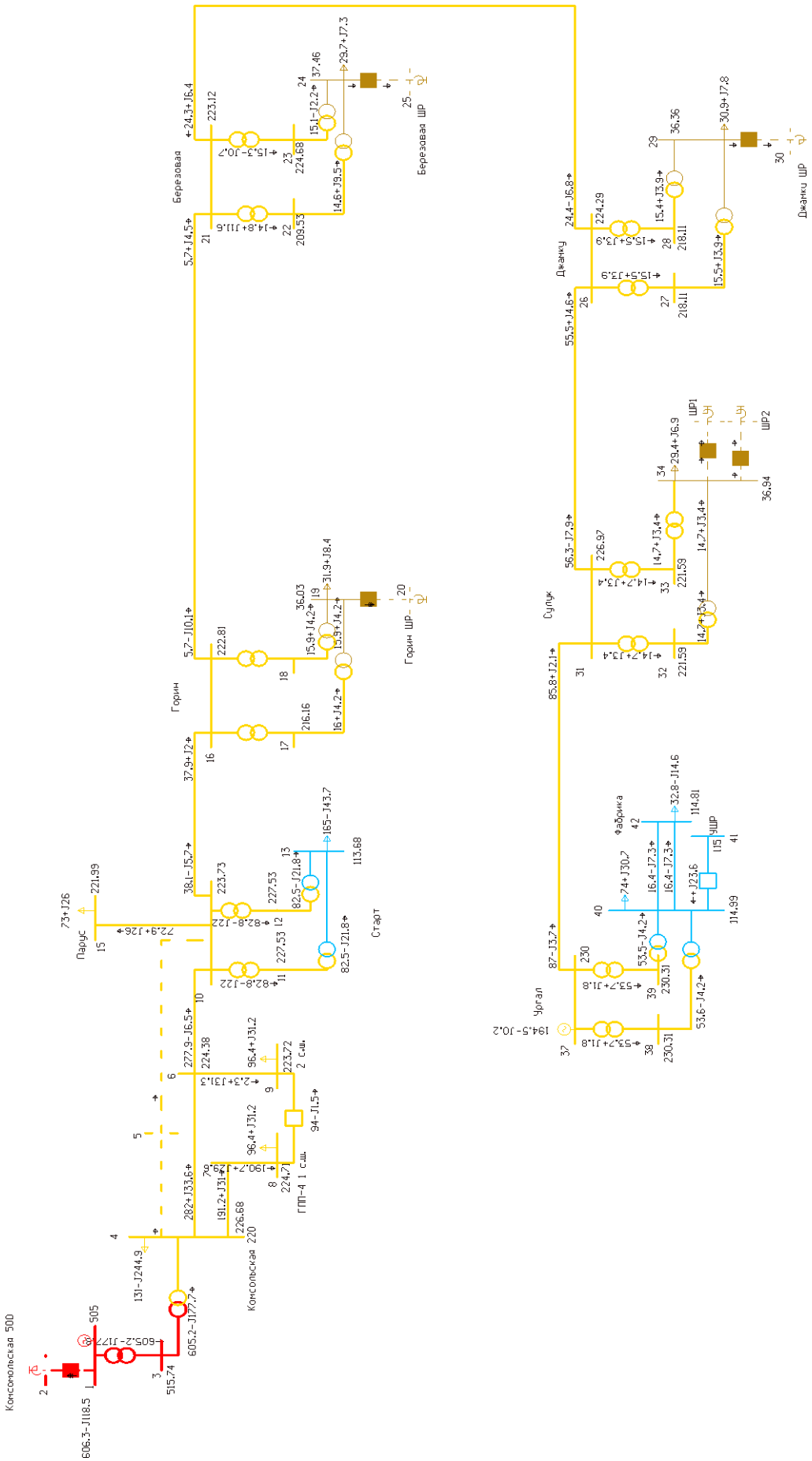


Рисунок 4 - Послеаварийный режим (отключение ВЛ Комсомольская- Старт)

2. Отключим линию Комсомольская - ГПП-4

В таблице 20 представлена токовая загрузка линий для зимнего периода в послеаварийном режиме

Таблица 20 – Токовая загрузка ЛЭП в зимнем послеаварийном режиме

Название линии	Ток в начале линии I_нач, А	Ток в конце линии I_кон, А	Допустимый ток Iдоп_расч_ДДТН, А	Загрузка линии I/I_dop_ДДТН, %
Комсомольская 220 - оп.№5	649,57	649,59	915,9	70,92
Комсомольская 220 - оп.№А61	отключена			
Комсомольская 220 - оп.№А61	573,87	575,08	1064	54,05
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	574,99	575,48	915,9	62,83
оп.№А61 - 2 с.ш.	84,08	86,37	915,9	9,43
оп.№5 - Старт	649,60	649,98	786,7	82,62
оп.№А61 - Старт	84,09	82,51	915,9	9,18
Старт - Парус	199,27	201,55	786,7	25,62
Старт - Горин	99,43	98,28	786,7	12,64
Горин - Березовая	30,52	18,44	786,7	3,88
Березовая - Джамку	65,23	65,11	786,7	8,29
Джамку - Сулук	143,48	144,45	786,7	18,36
Сулук - Ургал	218,49	218,65	786,7	27,79
СН - Фабрика	91,69	90,20	425	21,57
СН - Фабрика	91,69	90,20	425	21,57

В таком режиме загрузка линий находится на приемлемом уровне. Перегрузок нет. Наибольшая загрузка ЛЭП составляет 82,62%.

Рассмотрим напряжения в узлах в этом послеаварийном режиме. Данные по напряжениям представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Напряжения в узлах

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение в нормальном режиме U, кВ	Фактическое напряжение в послеаварийном режиме U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4	5
Комсомольская 500	500	505,00	505,00	1,00
АТ Нейтраль	500	516,58	515,87	3,17

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
Комсомольская 220	220	227,05	226,73	3,06
оп.№5	220	226,99	226,61	3,01
оп.№А61	220	225,49	223,29	1,50
оп.№А61"	220	225,43	224,21	1,92
ГПП-4 1 с.ш.	220	224,61	222,97	1,35
2 с.ш.	220	224,61	222,97	1,35
Старт	220	225,31	223,51	1,59
АТ1 нейтраль	220	229,10	227,31	3,32
АТ1 нейтраль	220	229,10	227,31	3,32
Старт СН	110	114,46	113,57	3,24
Парус	220	223,58	221,77	0,80
Горин	220	224,22	222,61	1,19
Т1 нейтраль	220	217,62	215,95	-1,84
Т2 нейтраль	220	217,62	215,95	-1,84
СН	35	36,27	35,99	2,84
Березовая	220	224,19	222,97	1,35
Т1 нейтраль	220	210,59	209,38	-4,83
Т2 нейтраль	220	225,82	224,52	2,05
СН	35	37,65	37,43	6,94
Джамку	220	225,00	224,19	1,90
Т1 нейтраль	220	218,85	218,01	-0,91
Т2 нейтраль	220	218,85	218,01	-0,91
СН	35	36,48	36,34	3,83
Сулук	220	227,26	226,93	3,15
Т1 нейтраль	220	221,88	221,55	0,70
Т2 нейтраль	220	221,88	221,55	0,70
СН	35	36,99	36,93	5,53
Ургал	220	230,00	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	230,31	4,68
СН	110	114,99	114,99	4,54
Фабрика	110	114,81	114,81	4,37

Из таблицы 21 видно, что напряжение в послеаварийном режиме при отключении ВЛ Комсомольская – ГПП – 4 снизилось незначительно, все напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

Послеаварийный режим при отключение ВЛ Комсомольская- ГПП-4 приведен на рисунке 5.

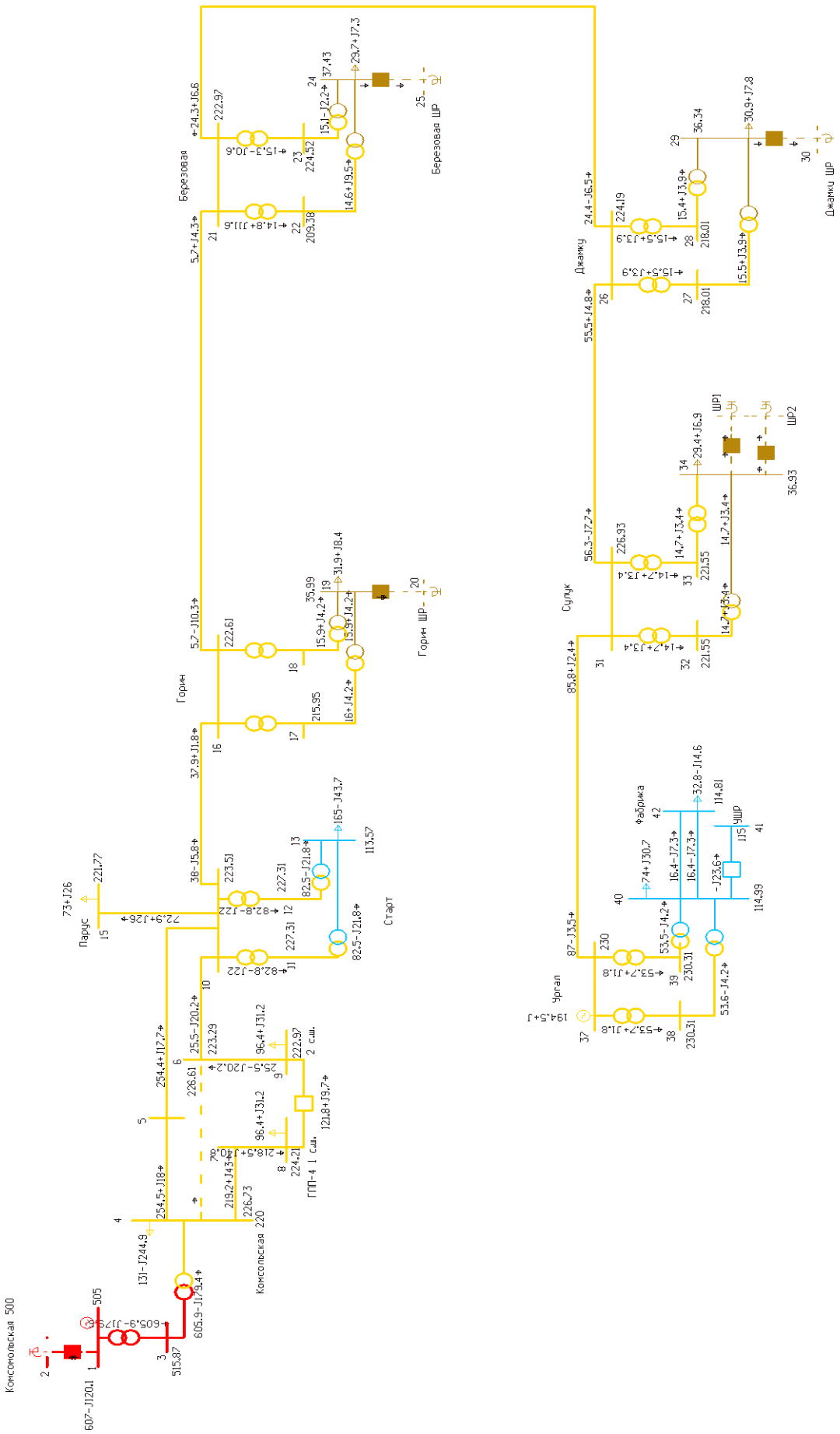


Рисунок 5 - Послеаварийный режим (отключение ВЛ Комсомольская- ГПП-4)

1.6 Выводы

При написании 1 раздела были выполнены:

1. Климатогеографическая характеристика районов подключения подстанций Полиметалл и Албазино.

2. Рассмотрена экономическая характеристика районов проектирования и подключаемого объекта;

3. Произведен структурный анализ выбранного участка Хабаровских электрических сетей;

4. Выбран и описан продукт для расчета режимов, выбранным продуктом является ПВК RASTR WIN 3;

5. Проведен анализ схемно-режимной ситуации электрической сети района проектирования.

Анализ Хабаровского края в районе подключения проектируемых подстанций Полиметалл и Албазино показал, что распределительные сети являются достаточно протяженными, практически все трансформаторы на подстанциях уже отработали более 34 лет, в качестве рекомендованных мероприятий замена трансформаторов или установка современных средств мониторинга и диагностики.

При анализе режимной ситуации было выявлено, что загрузка трансформаторов и линий в нормальных и послеаварийных режимах с учетом перспективной нагрузки находятся в допустимых пределах.

Также было выявлено, что наиболее загруженные линии находятся у источника питания, а узким местом в сети является ВЛ Старт-Парус, данная ВЛ в одноцепном исполнении и при отключении потребитель 2 категории останется без электроснабжения. Рекомендуемое мероприятие - строительство 2 цепи.

2 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

2.1 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) электрических подстанций

2.1.1 Система мониторинга состояния трансформаторов ТДМ

В данной системе мониторинга используется принцип основанный на модулях с информацией. Есть общая шина куда поступает информация от каждого модуля и может использоваться всеми. Все это очень удобно и мы можем подобрать систему мониторинга с нужными для нас качествами.

При создании каждой системы мониторинга TDM в поставку включаются подходящие функциональные модули по требованию заказчика.

Для системы мониторинга TDM является особенностью то, что в компоновку системы возможно включить как несколько различных модулей, так и несколько однотипных модулей, это очень удобно для создания больших систем мониторинга.

Помимо модулей самой системы в состав комплексной системы мониторинга есть возможность включения любых приборов контроля и регистрации параметров трансформаторного масла и растворенных в нем газов, а также прочих дополнительных диагностических параметров.

С учетом требований технического задания для определенного трансформатора который будет контролироваться данной системой мониторинга в её состав могут быть включены предельно 17 различных модулей диагностирования, к ним можно подключить множество датчиков для того чтобы понять состояние трансформатора.

Преимущество системы мониторинга TDM заключается в том, что данные дополнительных приборов, а также результаты проведенных офлайн тестов учитываются при выводе заключения о техническом состоянии трансформатора.

Результаты мониторинга параметров и экспертной оценки технического состояния каждого силового трансформатора важны как для самого трансформатора, так и для управления эксплуатацией.

Результатом работы алгоритмов диагностирования программного комплекса является вывод коэффициента состояния наблюдаемого трансформатора, по этому коэффициенту можно судить о его состоянии.

О входящих в систему мониторинга приборах и модулях диагностирования:

– Главный модуль – отдельностоящий модуль с датчиками;

– Данный модуль использует один диагностический метод для контроля технического состояния всего трансформатора;

– Все модули которые входят в систему мониторинга работают как составные элементы общей системы мониторинга и диагностики;

– Основная шина информации через все входящие в систему модули;

– Если информацию зарегистрировал один модуль, то информация доступна для использования другим.

Все модули системы мониторинга рассчитаны на работу при температурах от - 40°С без обогрева. Обычно система мониторинга поставляется в защитном шкафу, в данном шкафу, состоящим из нержавеющей стали, устанавливаются все модули и устройства, которые необходимы.

В защитном шкафу устанавливается система подогрева, которая нужна для поддержания комфортной температуры для работы электронного оборудования. Если трансформаторная подстанция находится в экстремальных условиях, то в шкаф устанавливается дополнительная сплит - система или же подогрев.

Для передачи информации от системы мониторинга в сеть более высокого уровня в системе мониторинга используют либо оптический кабель, либо витую пару. В зависимости от заказа предусмотрено использование для передачи информации от системы мониторинга в автоматизированную систему управления технологическим производством с помощью кабелей.

То, что система мониторинга силового трансформатора информационно

универсальна это позволяет обмениваться информационными потоками друг с другом.

Основные модули для диагностирования данной системы мониторинга:

– В качестве источника питания используется преобразовательно устройство;

– В качестве основного модуля используем программно – технический модуль, для управления всеми входящими диагностическими модулями;

– Температурный модуль, с его помощью оцениваем эффективность работы систем охлаждения трансформаторов ;

– Модуль регистрации аварий - улавливает предаварийные режимы работы и передает информацию [47];

– Мониторинг технических параметров высоковольтных вводов(ток проводимости) ;

– Мониторинг частичных разрядов – данный модуль предназначен для фиксации частичных разрядов;

– Монитор РПН - данный модуль нужен для контроля технического состояния устройства РПН трансформатора;

– Монитор частичных разрядов – данный модуль предназначен для фиксации частичных разрядов в диапазоне частот 30 – 300 кГц, позволяет отыскать место дефекта внутри бака трансформатора [46];

– Монитор вибрации – данный модуль предназначен для регистрации вибрации бака, позволяет оценивать состояние активных элементов трансформатора (стали и обмоток);

– Фиксатор перенапряжений – данный модуль фиксирует перенапряжения в сети и позволяет зафиксировать разряды внутри трансформатора, понять причину их возникновения и степень тяжести происходящих процессов;

Информация об используемой программе для данной системы мониторинга::

В данную систему мониторинга водит программное обеспечения INVA, оно фиксирует и обрабатывает полученную информацию от силового трансформатора.

В данную программу входят входит программы и алгоритмы, с помощью которых можем фиксировать и получать необходимую информацию в виде итогового отчета о техническом состоянии силового трансформатора.

Элементы программного обеспечения INVA работают на разных уровнях реализации системы TDM:

1. Модули системы TDM.

Информация, полученная от датчиков сбора первичной информации, смонтированных на трансформаторе, регистрируется, обрабатывается и хранится в необработанном виде в функциональных диагностических модулях. Управление работой каждого модуля производится встроенной программой на микропроцессорном уровне. В этой встроенной программе осуществляется основная параметрическая диагностика состояния трансформатора, формируются сигналы о превышении пороговых значений критических параметров.

Основной модуль системы, который работает по сигналам ПО INVA, управляет работой всех модулей диагностики, также собирает от всех модулей диагностики первичную информацию, обрабатывает и передает на уровень АРМ ПС (трансформатора).

В составе каждого модуля системы диагностики используется специализированная экспертная система, результат - диагностическое заключение о текущем техническом состоянии контролируемой подсистемы трансформатора.

2. АРМ подстанции – это основной уровень мониторинга состояния трансформатора.

Данный уровень представлен основным для сбора, визуализации, хранения, а также экспертной обработки информации о состоянии трансформатора.

Вся нужная информация о работе трансформатора, как первичная, так и специально обработанная экспертными программами в модулях, отображается

на экране компьютера АРМ в цифровом значении и в виде стандартных индикаторов состояния, которые определены цветами - «зеленый», «желтый», «красный», они предназначены для оперативного персонала.

При оценке текущего состояния силового трансформатора в ПО INVA на уровне АРМ ПС идет учет информации, полученной от дополнительных диагностических приборов (контроль растворенных газов, параметров энергопотребления и т.д.), а также используется необходимая информация из системы АСУ ТП верхнего уровня.

На создание и вывод комплексных диагностических заключений оказывают влияние дополнительные встроенные модели: определение наиболее нагретой точки обмотки, оценка эффективности системы охлаждения, общего влагосодержания в масле и.т.д.

По результатам параметрической и экспертной диагностики программой INVA в автоматическом режиме производится вывод на рабочий экран отчетов о состоянии силового трансформатора. Отчеты выводятся в формате Word, это дает возможность экспертам при необходимости уточнять и корректировать полученную информацию.

Созданные отчеты включают в себя информацию о необходимых и важных первичных параметрах силового трансформатора, сведения о выявленных экспертными алгоритмами дефектах.

В отчетах показана дополнительная информация, которая описывает вероятные сроки развития дефектных состояний до критического уровня. Для этого в программном обеспечении INVA используются уникальные адаптивные модели развития дефектно.

Главные расчетные алгебраические модели и их функции:

– Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки:

– Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по температуре верхних слоев масла и нагрузке;

– Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции.

Содержание влаги в масле и в твердой изоляции:

– Контроль влагосодержания в масле трансформатора;

– Расчет влагосодержания в масле с учетом предшествующих режимов работы трансформатора;

– Определение температуры закипания влаги в масле;

– Расчет влагосодержания в твердой изоляции в местах перегрева.

Анализ растворенных газов в масле:

– Определение типа дефектов в трансформаторе по концентрации и сочетанию растворенных в масле газов. Точность таких расчетов зависит от марки используемого прибора контроля концентрации газов.

Наличие и распределение частичных разрядов:

– Регистрация частичных разрядов в диапазонах ВЧ, СВЧ и ультразвуковом;

– Определение наличия и типа дефектов в изоляции трансформатора;

– Локация места возникновения дефекта внутри бака трансформатора.

Совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов:

– Совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов для уточнения диагнозов и для разделения дефектов внутри бака трансформатора и во вводах.

Влияние импульсных перенапряжений:

– Регистрация высокочастотных импульсных перенапряжений;

– Анализ воздействия импульсных перенапряжений.

Загрузка силового трансформатора:

– Допустимые расчетные значения и время перегрузки.

– Оценка влияния трансформатора на транзит:

– Определение влияния технического состояния силового трансформатора на надежность транзита электроэнергии.

Для правильной работы кадого функционального узла нужны датчики.

2.1.2 Система интеллектуального учета электрической энергии Smart Metering

На замену морально устаревшим приборам учета во всем мире приходит «интеллектуальная» система учета электрической энергии Smart Metering (умные измерения – в переводе с англ.) [48].

Основной целью данной системы интеллектуального учета электрической энергии является повышение осознанности потребителей электрической энергии, также уменьшение коммерческих потерь от неплатежей, борьба с хищениями электрической энергии. Перечисленные цели могут быть достигнуты за счет применения данной системы учета, позволяющей ограничить или же вовсе отключить неродивых потребителей. Система умного управления потреблением элетрической энергии включает в себя выключатели способные дистанционно включать или же отключать потребителя.

Можно сказать главный плюс для «интеллектуального счетчика» для энергосбытовых компаний является легкость отключения (ограничения) неплательщиков, злостных или же не совсем, дистанционное воздействие на установленные вводные выключатели.

Стимулирующие меры для установки «интеллектуальных приборов учета:

– совместная работа с измерительными приборами других энергоресурсов и т.п.;

– более углубленные возможности отображения на дисплее счетчика всей необходимой (при первичных измерениях токов и напряжений) информации: от суточного графика активной мощности, напряжения, частоты до показателей надежности (времени перерывов в питании) и денежных показателей – стоимости потребления, оставшейся «кредитной линии» и пр.;

– двухсторонняя информационно - управленческая связь сбытовой компании и подключенного потребителя, т.е. передача потребителю различных сообщений и прочие входящие возможности.

Основные признаки Smart Metering у счетчиков электрической энергии:

1) Большинство изменений по части входящего функционала, аппаратная часть остается практически такой же.

2) Вторичными функциями системы учета являются измерение мощности за короткий временной интервал, коэффициента мощности, измерение времени, даты и длительности провалов и отсутствия питающего напряжения.

3) Также встроена функция самодиагностики и защита от воровства портебителями электроэнергии, записывают по минутам момент вскрытия крышки корпуса, крышки клеммной колодки, воздействий сильного магнитного поля и прочих воздействий как на счетчик, так и на его информационные входы и выходы, так и на саму электрическую сеть.

4) Наличие функций для управления нагрузкой и подачи команд на включение и отключение электрических приборов.

5) Удобные и прозрачные функции для потребителей и энергоснабжающих организаций, позволяющие дистанционно выбирать вид тарифа и энергосбытовую компанию в зависимости от потребностей в энергии и возможности ее своевременно оплачивать.

В качестве основного и, пожалуй, главного признака новой интеллектуальной системы учета электроэнергии (ИСУЭ), отличающей ее от существующей системы коммерческого и технического учета электроэнергии, принято расширение функций, притом в систему вовлекаются отличительно новые функции: определение технических потерь, сведение балансов в режиме, близком к онлайн, определение показателей надежности [48].

В состав счётчика входят:

Измерительный трансформатор тока, текстолитовая плата, клеммная коробка, корпус прибора, монитор , телеметрический выход, часы, источник питания, оптический порт, супервизор.

ИСУЭ позволит осуществить следующие функции:

– дистанционное получение от каждого узла учета у бытового потребителя сведений об отпущенной или потребленной электроэнергии;

– расчет внутри объектного баланса поступления и потребления энергоресурсов с целью выявления технических и коммерческих потерь и принятия мер по эффективному энергосбережению;

– контроль параметров поставляемых энергоресурсов с целью обнаружения и фиксации их отклонений от договорных значений;

– обнаружение фактов несанкционированного вмешательства в работу приборов учета или изменения схем подключения электроснабжения;

Актуальность правильного определения фактических потерь следует из необходимости покупки их объема, который не учтен при установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии [48].

Подводя итоги можно сказать в качестве вывода, что интеллектуальный Smart Metering имеет ряд преимуществ такие как: сокращение коммерческих потерь, управление тарифами электроэнергии, сокращение общих затрат на считывание, эксплуатацию и обслуживание счетчика, отсутствие необходимости в съеме показаний сотрудниками компании, выбор подходящего для потребителя тарифа; снижение затрат на электроэнергию за счет снижения эксплуатационных расходов.

2.2 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) линий электропередачи

2.2.1 Композитные опоры фирмы «Феникс»

Новосибирская производственная фирма «Феникс-88» была основана в 1988 году как производственный кооператив «ФЕНИКС-88» [18]. Нынче закрытое акционерное общество «ФЕНИКС-88» является владельцем собственных площадей, на них располагаются основное производство и испытательная база. Закрытое акционерное общество «ФЕНИКС - 88» предлагает выполнение работ по грозозащите ВЛЭП в полностью готовом виде [18]. Новыми разработками компании являются композитные опоры для ЛЭП напряжением 35-220 кВ.

Применение данных композитных опор: опоры на основе композитных материалов имеют небольшой вес. Помимо основного применения при установке

новых ВЛ, данные композитные опоры также могут использоваться для участия в аварийно-восстановительных работах.

Основные плюсы опор на основе композитного материала фирмы «Феникс».

За счет применения полимерных материалов при создании, композитные опоры:

– легко монтируются;

– занимают мало места хранении на складе и перевозке;

– имеют небольшой вес;

– способны выстоять против разрушающих климатических нагрузок (ветрам, гололедной нагрузке);

– не ржавеют;

– имеют изящный вид и являются экологичными;

– устойчивы к актам вандализма.

Экономический эффект от применения данных опор: ценник данных опор не превышает ценник многогранных металлических опор. Рассмотрим аспекты экономической эффективности от внедрения опор:

– снижения затрат на хранение, транспортировку и монтаж;

– отсутствия затрат на подвесную изоляцию;

– снижения затрат на отвод земли и вырубку просеки;

– того, что крепление провода к траверсе позволяет снизить размеры применяемых стоек или же увеличить длину пролетов;

– срок службы увеличивается до 50-70 лет.

Защита от ультрафиолетового излучения. Для повышения стойкости к ультрафиолетовым излучениям в состав стеклопластика входит светостабилизатор. За счет этого отчасти прозрачная труба стойки защищена от негативного воздействия облучения поверхности.

Защита от низового пожара. Для обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара внешняя поверхность нижнего уровня опоры покрыта огнезащитным составом на высоту не ниже 2 метров от поверхности земли.

Стойка композитной опоры. Строение стойки из композитных материалов состоит из частей, которые представлены в виде усечённых конусных труб разных диаметров. Разработаны шесть типов частей, позволяющих собрать стойки нужной высоты и требуемого класса напряжения [18].

Сборка стойки опоры из составных частей может выполняться либо на организованной площадке, либо прям на месте установки опоры ВЛ. После соединения частей стойки необходима их подпрессовка, с продольным усилием до 40 кН, для плотного прилегания с последующей фиксацией стыков путём применения разжимных анкеров. Части для стойки опоры состоят из основной стеклопластиковой композиции, которая принимает на себя всю основную механическую нагрузку [18].

Удобство перевозки и хранения на складе. Составная конструкция элементов стойки опоры и сравнительно большие размеры конических труб модулей, делают возможным размещение всей промежуточной опоры внутри модулей при перевозке.

В таблице 22 приведены характеристики опоры.

Таблица 22 – Характеристики опоры ПК 110-2

Количество модулей	4
Диаметр нижнего модуля, мм	920
Диаметр верхнего модуля, мм	310
Рекомендуемая глубина установки в грунт, мм	4000
максимально-допустимый момент изгиба стойки, кН*м	800
Суммарная высота стойки, м	31,2
Общий вес модулей	1493

Возможен тюнинг фундаментных закрепляющих конструкций в виде обсадных труб.

При установке стоек в обсадную трубу, нижние модули допустимо выполнять укороченными, к примеру, для одноцепной опоры ПК 220-1 нижний модуль может быть сделан короче на 1,5 м, для двухцепной опоры ПК 220-2 нижний модуль может быть сделан короче на 2м.

Выбраны композитные опоры ПК 110-2 на класс напряжения 110 кВ для двухцепной линии.

Указания по применению данных опор [18]:

1. Композитные опоры ВЛ 110кВ предназначены для применения в I-IV ветровых районах и в I-IV районах по гололеду для населенной и безлюдной местности;

2. Температурный диапазон в пределах от минус 60 °С до плюс 40 °С, тип атмосферы – промышленная, степень загрязнения II;

3. Металлические части, которые применяются в данных опорах, изготавливаются из материалов, которые обеспечивают нормальную работу в районах с наиболее холодной недельной температурой до минус 60 °С;

4. Композитные опоры рассчитаны на воздействие землетрясений интенсивностью 9 баллов по шкале MSK-64;

5. Максимальные расчетные отклонения вершины одноцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют:

– в режиме максимального ветра – 2,63 м;

– в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 3,38 м;

6. Максимальные расчетные отклонения вершины двухцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют:

– в режиме максимального ветра – 2,72 м;

– в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 2,95 м.

На данных композитных опорах предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов марки АС 95/16, АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29, АС 240/39.

В качестве грозозащитных тросов здесь предусмотрен нераскручивающийся стальной канат нормальной прочности марки 9,2-М3-В-ОЖ-Н-Р и 9,1-Г-1-СС- Н-140 (ТК 9,1).

2.2.2 Инновационные компактизированные провода АСку

АСку – это неизолированный компактизированный провод с усиленным стальным сердечником. В проводах марки АСку применяются алюминиевые проволоки трапецеидальной формы, сердечник состоит из высокопрочных стальных проволок с алюмо-цинковым покрытием [15]. Данные провода предназначены для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях на напряжение $35-750$ кВ.

За счет применения алюминиевых проволок трапецеидальной формы появляется возможность сделать внешнюю поверхность почти что гладкой, а также сделать меньше диаметр провода [15]. Если сравнивать данный провод с традиционным проводом марки АС с точно такой же площадью поперечного сечения, диаметр провода марки АСку меньше в среднем на 10 %.

За счет того, что диаметр компактизированного провода меньше традиционного это способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузки, а также снижению любой вероятности образования обледенения провода [15].

Основные преимущества по сравнению с проводами марки АС:

– обладают большой механической прочностью, за счет того, что применена высокопрочная стальная проволока;

– уменьшение аэродинамической и гололедной нагрузки за счет меньшего диаметра по сравнению с проводом марки АС;

– низкая вероятность обрыва проводов в результате неблагоприятных природных воздействий;

– имеют малую стрелу провеса провода;

– применение компактизированных проводов марки АСку при возведении новых ВЛ приводит к уменьшению числа промежуточных опор за счёт увеличения расстояния между ними.

Сравнение ВЛ с применением проводов различного типа показана в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение ВЛ с применением проводов разного типа

Задача	Решение с помощью АС	Решение с помощью компактизированного провода	Обоснование
1	2	3	4
Снижение потерь без увеличения провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Повышение устойчивости молниезащиты и токам короткого замыкания	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Значительное снижение относительного удлинения при эксплуатации	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Гашение вибрации, пляски и собственных колебаний проводов при необходимом диаметре	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС
Увеличение длины пролета и (или) провисания, без увеличения диаметра провода	-	+	Техническое решение
Замена провода в кольцевых сетях	-	+	Техническое решение

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
Снижение ветрового давления при сохранении диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Замена провода на существующих опорах электропередачи, снижение нагрузки на все элементы воздушной линии	-	+	Техническое решение
Замена провода на существующих опорах электропередачи, снижение нагрузки на все элементы воздушной линии	-	+	Техническое решение
Снижение ветрового давления при сохранении диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"
Уменьшение обледенения при необходимом диаметре провода	-	+	Техническое решение
Сохранение пропускной способности провода в регионах с высокими температурами окружающей среды и солнечной радиации, без увеличения диаметра провода	-	+	Экспериментальное подтверждение ОАО "НТЦ "ФСК ЕЭС"

Таблица 24 – Технические параметры провода АСку 120/19.

Марка провода	Допустимый длительный ток, А	Сечение провода, мм	Диаметр провода, мм	Удельное сопротивление при 20 ˚С, Ом/км	Разрывное усилие, Н	Масса, кг/км	Стоимость, тыс. руб./км
АСку 120/19	528	139	13,80	0,2416	49670	473	430

2.2.3 Система мониторинга воздушных линий электропередачи

Система мониторинга состоит из модулей, которые устанавливается напрямую на ВЛЭП.

Установка модулей на проводах предпочтительно возле траверс опор между двумя опорами и находятся на расстоянии около 500 м друг от друга или более [46].

Измерение и передача данных происходит в определенный период времени, который задают (например, каждые 30 секунд, 10 минут и т.п.).

Возможны разные способы передачи данных:

1. Использование ячеистой конфигурации сети (MESH). Данные измерений от системы мониторинга передаются от модуля к модулю, а дальше на шлюз (основную станцию), от основной станции данные уже поступают на сервер (GPRS, 3G, LTE).

2. Использование конфигурации сети "Звезда". Существует несколько вариантов:

1) Данные передаются от системы мониторинга на сервер через GSM модем в каждом модуле;

2) Данные передаются от системы мониторинга через модем LoRa на основную станцию,а далее на сервер (GPRS, 3G, LTE) [45].

Задачи, которые выполняет данная система мониторинга:

1. Мониторинг ледовой, снеговой и ветровой нагрузок ЛЭП. Чрезмерная механическая нагрузка на кабели может привести к недопустимому растяжению и обрыву ЛЭП;

2. Контроль допустимой токовой нагрузки кабеля. Действие негативных факторов окружающей среды (температура, дождь, ветер) могут привести к перегреву или же охлаждению провода, что может привести к повышению токовой нагрузки;

3. Контроль максимально допустимой температуры провода. Данный контроль дает возможность сохранить механическую прочность провода, тем самым предотвращая его перегрев. Это дает возможность, избежать увеличение стрелы провеса и опасности уменьшения нормированных расстояний до земли, а также встречающихся на пути объектов [46].

С помощью системы мониторинга ВЛ можно контролировать следующие параметры:

1. Температура проводов;

2. Угол провиса проводов;

3. Действующие значение токов в ЛЭП;

4. Вибрация проводов;

5. Место обрыва провода.

В данной системе мониторинга есть возможность совместной работы с другими датчиками, например, для:

– Определение замыкания на землю;

– Температуры и влажности воздуха;

Положительные эффекты от использования данной системы мониторинга:

1. Повышение надежности при эксплуатации ЛЭП;

2. Предотвращение аварийных и чрезвычайных ситуаций в электроэнергетической сети, и, следовательно, за счет этого снижение убытков для экономики от чрезвычайных ситуаций;

3. Снижение расходов на содержание и эксплуатацию ЛЭП, благодаря предотвращению чрезвычайных аварийных ситуаций и быстрому обнаружению мест обрыва.

Главные особенности данной системы мониторинга:

1. Однозначно первопроходный подход в мониторинге ЛЭП: переход от прогнозирования чрезвычайных ситуаций и оценки технического состояния ВЛ, опираясь на прогноз погодных явлений, средней температуры провода на участке большой протяженности и т.п., в сторону мониторинга каждого провода (пролета) в режиме реального времени (концепции ИоТ - промышленных интернет вещей).

Теперь данные телеметрии от каждого провода передаются и таким образом встраивается в систему ИОТ [46].

2. Модули системы мониторинга являются независимыми от источника питания (питание модулей происходит от поля создаваемого самой ЛЭП);

3. Возможность встройки данного модуля системы мониторинга на линию электропередачи на напряжение от 1 кВ;

4. Возможность установки системы на участках ЛЭП с отсутствием связи GSM (в данном случае данные от системы передаются на вышку с базовой станцией, а после на сервер);

5. При масштабном производстве - относительно недорогая стоимость модуля системы мониторинга.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Проверка сечений, существующих ЛЭП для выбранного участка электрической сети

Сечение провода является очень важным параметром ВЛ. Существует прямая зависимость: с тенденцией увеличения сечения проводов ВЛ, также происходит увеличение затрат на ее постройку.

Выбирать сечения проводов будем по методу экономических токовых интервалов. Выбор суммарного сечения проводников ВЛ напрямую зависит от расчетного тока, напряжения, материала проводника и количества цепей на опоре, также от района по гололеду, ветрового района и региона, в котором будет проходить ВЛ [36]. Порядок выбора сечения показан ниже.

Расчетный ток ЛЭП находится по формуле, приведенной ниже:

$$I_{расч\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{нескз}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_ц} \cdot 10^3 \quad (13)$$

где $P_{\max з}$ - это потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{нескз}$ - потоки максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_ц$ – количество цепей на ВЛ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Токи на участках, в зависиммости от которых, по экономическим токовым интервалам, принимается суммарное сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{мах} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (14)$$

где I_{max} - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, который учитывает изменение тока по годам, он равен 1,05;

α_T – коэффициент, который учитывает число часов использования максимальной нагрузки ($T_м$=5800 ч). Примем данный коэффициент равным 1.

Проверим существующие провода с учетом нагрузки прогнозируемой на соответствие экономическим токовым интервалам. Результаты представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение расчетных токов с экономическими токовыми интервалами

Наименование ЛЭП	Расчетный ток линии, А	Нагрузка на одну цепь (одно-цепная/ двухцепная	Марка и сечение провода
Комсомольская 220 - оп.№5	410	211-350	АС-300
Комсомольская 220 - оп.№А61	440	$\frac{251-485}{246-415}$	АС-400
Комсомольская 220 - оп.№А61"	363		АС-400
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	344	$\frac{211-350}{206-345}$	АС-300
оп.№А61 - 2 с.ш.	160		АС-300
оп.№5 - Старт	410	До 210	АС-240
оп.№А61 - Старт	300	211-350	АС-300
Старт - Парус	197	До 210	АС-240
Старт - Горин	98		АС-240
Горин - Березовая	26		АС-240
Березовая - Джамку	63		АС-240
Джамку - Сулук	142		АС-240
Сулук - Ургал	208		АС-240
СН - Фабрика	91	до 105	АС-95
СН - Фабрика	91		АС-95

Анализируя таблицу сравнения расчетных токов существующих сечений ВЛ с экономическими токовыми интервалами нужно отметить, что практически все сечения соответствуют требованиям экономических токовым интервалов.

Исключением является ВЛ Комсомольская – Старт, расчетный ток данной линии превышает величину токового интервала. Следовательно, нужно произвести замену данного провода на провод подходящий по значениям экономических токовых интервалов, данным проводом является АС – 400.

3.2 Выбор номинального напряжения для вариантов подключения проектируемых подстанций

Выбор номинального напряжения для 1 варианта подключения

Для определения рационального напряжения будем использовать формулу Илларионова, данная формула применяется для напряжения от 35 кВ.

Основным требованием в этом варианте подключения для подстанции Полиметалл является то, что напряжение должно быть не ниже напряжения существующих напряжений на ВЛ в рассечку которой будет подключаться.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \tag{15}$$

где L – длина ЛЭП, км;

P – мощность которая протекает по линии, МВт.

$$U_{рац}ПС\ Албазино = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{470} + \frac{2500}{24}}} = 97,48$$

Выбор номинального напряжения для 2 варианта подключения

$$U_{рац}ПП\ Полиметалл = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{250} + \frac{2500}{24}}} = 97,05$$

$$U_{рац}ПС\ Албазино = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{250} + \frac{2500}{24}}} = 97,05$$

3.3 Разработка вариантов подключения проектируемых подстанций к существующей сети

Поставленные задачи: разработать и сделать описание 2 вариантов развития электрической сети.

Мощность согласно тех.условию ФСК: 48 МВТ

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Полиметалл в виде заходов к существующим электрическим сетям на напряжение 220 кВ, а ПС Албазино на напряжение 110 кВ от ПС Полиметалл. Данный вариант предусматривает:

– демонтаж линейного участка ВЛ Березовая – Горин;

– строительство ПС 220/110/10 Полиметалл;

– строительство ПС 110/10 Албазино;

– строительство заходов на 2×5 км на ПС 220/110/10 Полиметалл;

– строительство двухцепной ВЛ на ПС 110/10 Албазино.

Однолинейная схема 1 варианта представлена на рисунке 6

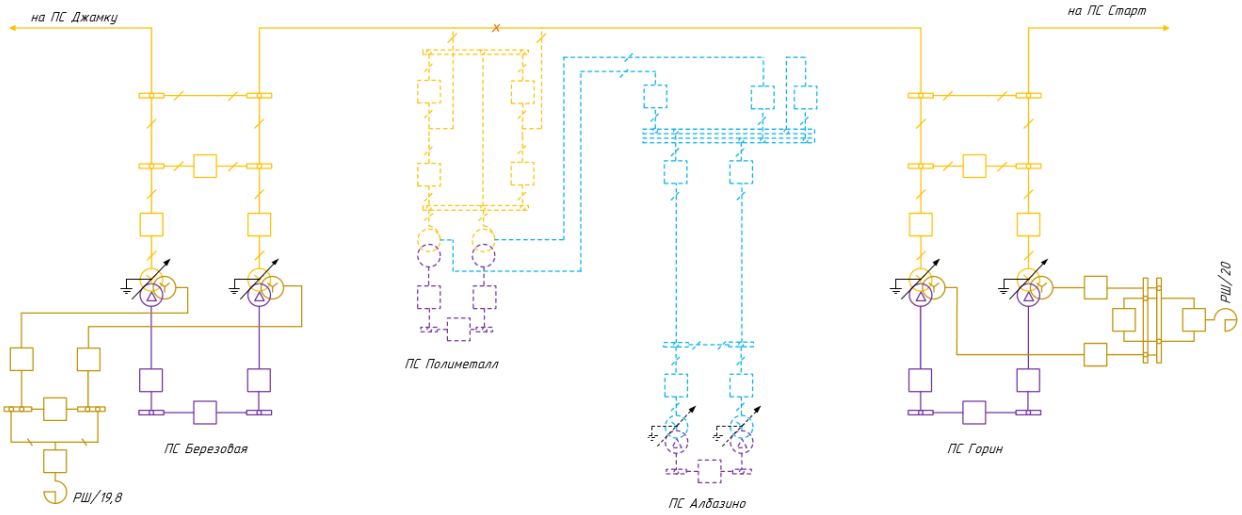


Рисунок 6 – Однолинейная схема 1 варианта

В 1 варианте подключения для ПС Полиметалл выбираем схему РУ ВН – 7 (четырехугольник), РУ СН – 9 (одна рабочая секционированная выключателем система шин), РУ НН – 10-1 (одна секционированная выключателями, система шин).

Для ПС Албазино схема РУ ВН – 4 Н (два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий), РУ НН – 10-1 (одна секционированная выключателями, система шин).

Вариант 2. Предусматривает подключение ПП Полиметалл от ПС Березовая на напряжение 110 кВ, а ПС Албазино на напряжение 110 кВ от ПС Полиметалл. Данный вариант предусматривает:

– строительство РУ 110 кВ ПС Березовая;

– замена трансформаторов ТДТН 25000/220 на АТДЦТН 63000/220 на ПС Березовая;

– строительство двухцепной ВЛ Березовая – Полиметалл – Албазино;

– строительство ПП 110 Полиметалл;

– строительство ПС 110/10 Албазино.

Однолинейная схема варианта 2 показана на рисунке 7

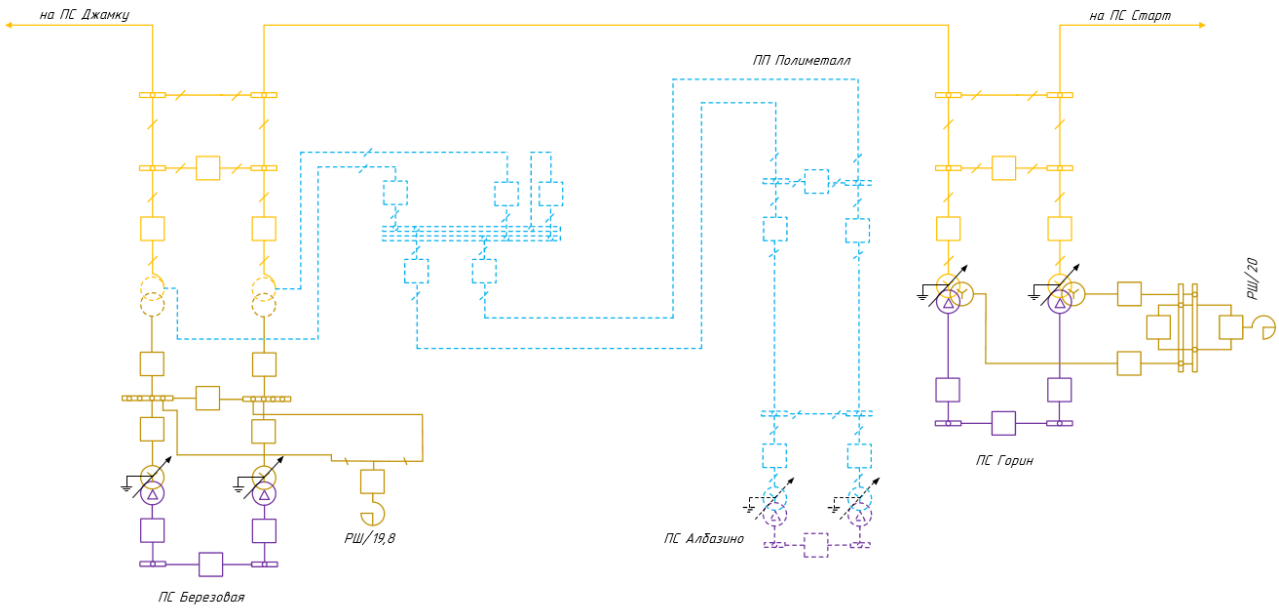


Рисунок 7 – Однолинейная схема 2 варианта

Во 2 варианте подключения для ПС Березовая выбираем схему РУ СН– 9 (одна рабочая секционированная выключателем система шин).

Для ПП Полиметалл выбираем схему РУ ВН – 5 АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов).

Для ПС Албазино схема РУ ВН – 4 Н (Два блока с неавтоматической пере-

мычкой со стороны линий), РУ НН – 10-1 (одна секционированная выключателями, система шин).

3.4 Техническая проработка 1 варианта развития электрической сети

3.4.1 Выбор сечения ЛЭП

Выберем сечения для 1 варианта подключения – подключение ПС Полиметалл 220/110/10 кВ и ПС Албазино 110/10 кВ.

Основным критерием выбора сечения ВЛ для ПС Полиметалл является: выбор провода сечением не менее существующего на ВЛ Березовая – Горин.

Выбор проводов для ПС Албазино производится по методу токовые экономических интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток, который протекает по линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{нескз}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_ц} \cdot 10^3 \qquad (16)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

$P_{\max з}$ -максимальная активная мощность, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{нескз}$ - потоки максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период,

$n_ц$ – количество цепей линии;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

Определим расчетные токи на участках линии,:

$$I_P = I_{мах} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \qquad (17)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, который учитывает изменение тока по годам эксплуатации, равен 1,05;

α_T – коэф. для учета часов максимальной нагрузки, примем 1.

$$I_{д.д} \geq I_{Р.П} \qquad (18)$$

где $I_{д.д}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{Р.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета на варианте подключения №1.

Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max ПС\ Албазино} = \frac{\sqrt{48^2 + 16^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 135,67 \text{ А}$$

Расчетное значения тока в линии:

$$I_{рПС\ \ Албазино} = 1,05 \cdot 1 \cdot 135,67 = 144 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС2ку-120/19 с длительно допустимым током $I_{д.д} = 528 \text{А}$ [15].

В таблице 26 показаны расчетные токи и сечения ЛЭП для схемы подключения №1.

Таблица 26 - Расчетные токи и сечения ЛЭП для схемы подключения №1

Участок	$I_{\max}$, А	$I_{р}$, А	Сечение	$I_{Р.П}$, А	$I_{д.д}$, А
ПС Полиметалл	113	124	АС-240/32	210	610
ПС Албазино	136	144	АСку-120/19	288	528

3.4.2 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с полученными данными для выполнения дипломной работы, максимум нагрузки на шинах 110 кВ ПС Албазино составляет 48+j16

МВА. Определим мощность силового трансформаторов на ПС Полиметалл и Албазино.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 1:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_з}, \quad (19)$$

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

N _ количество трансформаторов,

P _ суммарная активная мощность, МВт,

Q _ суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 1.

$$S_{тр.р} ПС\ Полиметалл = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 0,7} = 31 \text{ МВА}$$

$$S_{тр.р} ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 0,7} = 31 \text{ МВА}$$

Поставим трансформаторы от компании АО «УЭТМ»

Параметры трансформатора приведены в таблице 27 [4].

Таблица 27 – Параметры выбираемых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Напряжение обмотки, кВ		
		ВН	СН	НН
АТДЦТН - 63000/220	63000	230	121	11
ТДН - 40000/110	40000	115		11

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_з = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (20)$$

$$K_{З.НОРМ}\ ПС\ Полиметалл = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 63} = 0,43$$

$$K_{З.НОРМ}\ ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 40} = 0,55$$

В послеаварийном режиме

$$K_з^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(N-1) \cdot S_{ном}} \quad (21)$$

$$K_з^{П/АВ}\ ПС\ Полиметалл = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{1 \cdot 63} = 0,86$$

$$K_з^{П/АВ}\ ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{1 \cdot 40} = 1,1$$

Выбранные автотрансформаторы проходят по коэффициенту загрузки.

Исходя из проведенных расчетов, трансформаторы на проектируемых подстанциях не будут перегружаться выше максимальной величины загрузки в послеаварийном режиме $К_{З.П.А}$. не должен превышать значение 1,4 [37].

Поэтому, проверку теплового режима трансформатора делать не нужно.

А это значит что выбор был сделан верно.

3.4.3 Расчет нормального режима электрической сети 1 варианта

Рассмотрим 1 вариант подключения проектируемых подстанций Полиметалл и Албазино.

В таблице 28 показаны расчетные напряжения для нормального режима первого варианта

Таблица 28 – Расчетные напряжения нормального режима для первого варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	505,00	1,00
ШР Комсомольская 500	500	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500	517,14	3,43
Комсомольская 220	220	232,87	5,85
оп.№5	220	232,82	5,83
оп.№А61	220	231,44	5,20
оп.№А61"	220	231,34	5,16
ГПП-4 1 с.ш.	220	230,56	4,80
2 с.ш.	220	230,56	4,80
Старт	220	231,31	5,14
АТ1 нейтраль	220	235,04	6,84
АТ1 нейтраль	220	235,04	6,84
Старт СН	110	117,43	6,76
Парус	220	230,50	4,77
Горин	220	230,41	4,73
Т1 нейтраль	220	224,07	1,85
Т2 нейтраль	220	224,07	1,85
СН	35	37,35	6,72
Горин ШР	35	0,00	0,00
Березовая	220	219,12	-0,40
Т1 нейтраль	220	206,94	-5,93
Т2 нейтраль	220	219,20	-0,36
СН	35	36,99	5,70
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	220,07	0,03
1	2	3	4
Т1 нейтраль	220	220,00	0,00
Т2 нейтраль	220	207,10	-5,87
1	2	3	4
СН	35	36,67	4,78
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	224,43	2,01
Т1 нейтраль	220	218,97	-0,47
Т2 нейтраль	220	218,97	-0,47
СН	35	36,50	4,29
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	4,68

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
СН	110	114,99	4,54
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,81	4,37
Полиметалл	220	219,53	-0,21
	220	230,66	4,84
АТ 1 нейтраль	220	228,68	3,95
АТ 2 нейтраль	220	228,42	3,83
АТ СН	110	120,15	9,22
АТ НН	10	10,97	9,70
Албазино	110	114,98	4,53
	110	114,99	4,54
Т1	10	10,57	5,73
Т2	10	10,58	5,78
ИРМ	110	115,00	4,55

В результате анализа отклонений напряжений в ходе расчета нормального режима 1 варианта подключения проектируемых подстанций отклонения в пределах нормы.

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме для первого варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
Комсомольская 220 - оп.№5	1064	393,91	37,02
Комсомольская 220 - оп.№А61	1064	424,49	39,90
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064	353,15	33,19
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,9	353,61	38,61
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,9	161,97	17,68
оп.№5 - Старт	1064	393,88	37,02
оп.№А61 - Старт	915,9	285,74	31,23
Старт - Парус	786,7	96,93	12,32
Старт - Парус	786,7	96,93	12,32
Старт - Горин	786,7	81,51	10,40
Березовая - Джамку	786,7	202,59	25,75
Джамку - Сулук	786,7	281,80	35,82
Сулук - Ургал	786,7	356,36	45,37
СН - Фабрика	425	90,20	21,57
СН - Фабрика	425	90,20	21,57
Березовая - Полиметалл	786,7	124,45	16,23
Горин -	786,7	13,21	2,55
АТ СН - Албазино	677	102,03	16,79
АТ СН -	677	102,01	16,79

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что в нормальном режиме 1 варианта подключения проектируемых подстанций линии не являются перегруженными и загрузка практически всех линий оптимальна.

На рисунке 8 показана схема нормального режима 1 варианта подключения.

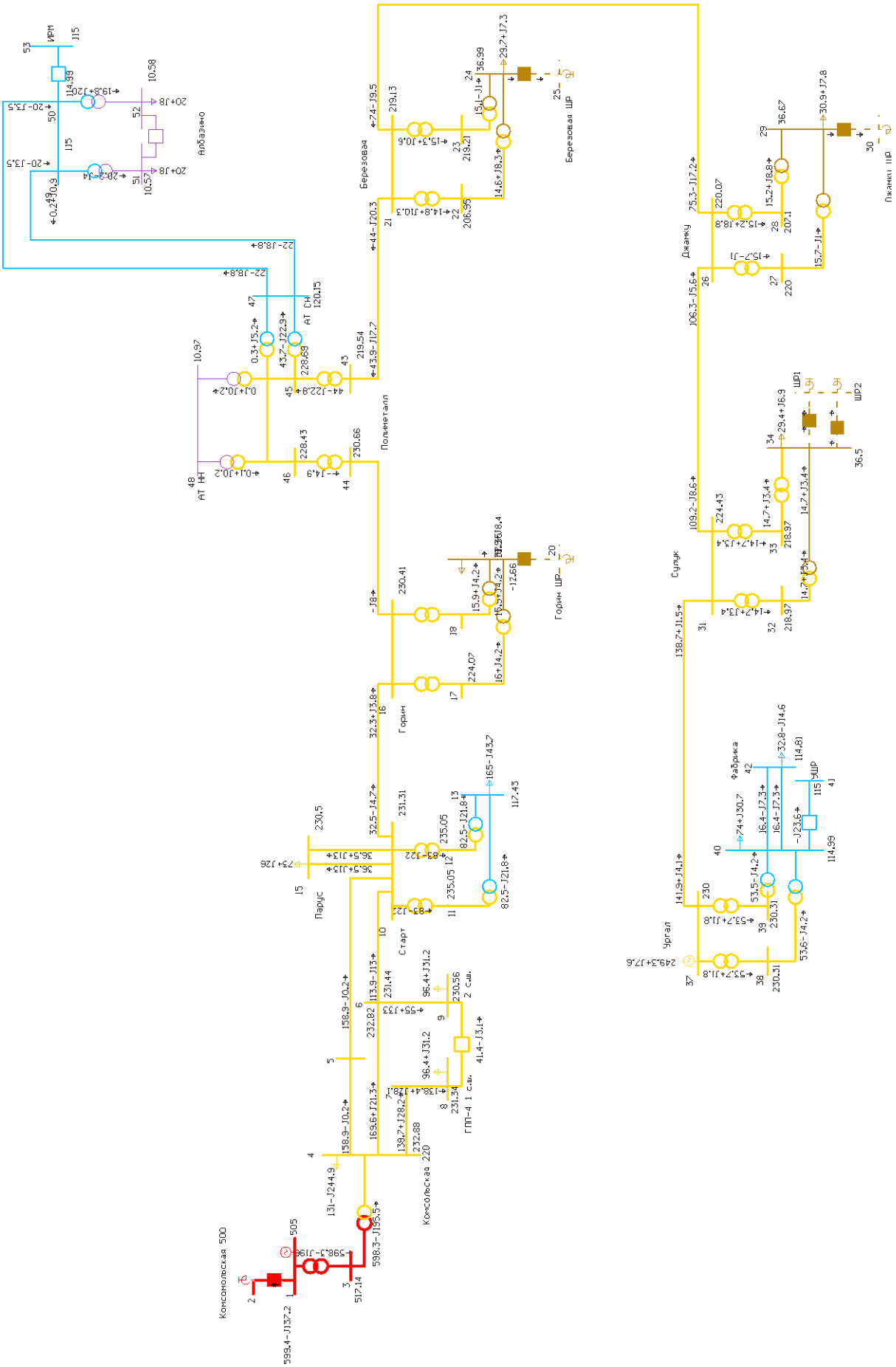


Рисунок 8 – Схема нормального режима 1 варианта

3.4.4 Расчет послеаварийных режимов электрической сети 1 варианта

В качестве послеаварийных режимов для 1 варианта подключения проектируемых подстанций к электрической сети рассмотрим отключение наиболее загруженных ВЛ:

1) Отключение ВЛ Комсомольская 1 – Старт и отключение ВЛ Полиметалл - Албазино;

2) Отключение ВЛ Комсомольская 2– Старт и отключение ВЛ Полиметалл - Албазино;

1. Отключим ВЛ Комсомольская 1 – Старт и ВЛ Полиметалл - Албазино;

В таблице 30 приведены расчетные напряжения 1 послеаварийного режима первого варианта

Таблица 30 – Расчетные напряжения 1 послеаварийного режима первого варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	505,00	1,00
ШР Комсомольская 500	500	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500	515,96	3,19
Комсомольская 220	220	232,34	5,61
оп.№5	220	0,00	0,00
оп.№А61	220	230,16	4,62
оп.№А61"	220	230,45	4,75
ГПП-4 1 с.ш.	220	229,50	4,32
2 с.ш.	220	229,50	4,32
Старт	220	229,55	4,34
АТ1 нейтраль	220	233,27	6,03
АТ1 нейтраль	220	233,27	6,03
Старт СН	110	116,55	5,95
Парус	220	228,74	3,97
Горин	220	228,38	3,81
Т1 нейтраль	220	221,91	0,87
Т2 нейтраль	220	221,91	0,87
СН	35	36,99	5,69
Горин ШР	35	0,00	0,00
Березовая	220	217,76	-1,02

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
Т1 нейтраль	220	205,50	-6,59
Т2 нейтраль	220	217,67	-1,06
СН	35	36,73	4,95
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	219,13	-0,39
Т1 нейтраль	220	218,96	-0,47
Т2 нейтраль	220	206,12	-6,31
СН	35	36,50	4,28
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	224,05	1,84
Т1 нейтраль	220	218,56	-0,65
Т2 нейтраль	220	218,56	-0,65
СН	35	36,44	4,10
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	4,68
СН	110	114,99	4,54
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,81	4,37
Полиметалл	220	218,09	-0,87
	220	228,35	3,80
АТ 1 нейтраль	220	226,50	2,95
АТ 2 нейтраль	220	226,28	2,85
АТ СН	110	119,00	8,18
АТ НН	10	10,87	8,67
Албазино	110	114,97	4,54
	110	114,98	4,54
Т1	10	10,57	5,72
Т2	10	10,58	5,77
ИРМ	110	115,00	4,55

В таблице 31 приведена токовая загрузка ЛЭП 1 послеаварийного режима первого варианта

Таблица 31 – Токовая загрузка ЛЭП 1 послеаварийного режима первого варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
1	2	3	4
Комсомольская 220 - оп.№5	отключена		
Комсомольская 220 - оп.№А61	1064	707,41	66,49
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064	485,51	45,63
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,9	485,92	53,05

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,9	84,27	9,20
оп.№5 - Старт	отключена		
оп.№А61 - Старт	915,9	700,90	76,54
Старт - Парус	786,7	97,76	12,43
Старт - Парус	786,7	97,76	12,43
Старт - Горин	786,7	100,70	12,81
Березовая - Джамку	786,7	201,76	25,65
Джамку - Сулук	786,7	281,55	35,79
Сулук - Ургал	786,7	356,52	45,45
СН - Фабрика	425	90,20	21,57
СН - Фабрика	425	90,20	21,57
Березовая - Полиметалл	786,7	123,11	16,03
Горин -	786,7	22,60	3,56
АТ СН - Албазино	677	242,57	38,48
АТ СН -	отключена		

2 Отключим ВЛ Комсомольская 2 – Старт и ВЛ Полиметалл - Албазино;

В таблице 32 приведены расчетные напряжения 2 послеаварийного режима первого варианта.

Таблица 32 – Расчетные напряжения 2 послеаварийного режима первого варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	505,00	1,00
ШР Комсомольская 500	500	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500	516,14	3,23
Комсомольская 220	220	232,42	5,65
оп.№5	220	232,33	5,61
оп.№А61	220	228,09	3,68
оп.№А61"	220	229,51	4,32
ГПП-4 1 с.ш.	220	228,09	3,68
2 с.ш.	220	228,08	3,67
Старт	220	229,95	4,52
АТ1 нейтраль	220	233,71	6,23
АТ1 нейтраль	220	233,71	6,23
Старт СН	110	116,77	6,15
Парус	220	229,15	4,16

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Горин	220	228,90	4,05
Т1 нейтраль	220	222,52	1,15
Т2 нейтраль	220	222,52	1,15
СН	35	37,09	5,98
Горин ШР	35	0,00	0,00
Березовая	220	218,26	-0,79
Т1 нейтраль	220	206,10	-6,32
Т2 нейтраль	220	218,31	-0,77
СН	35	36,84	5,26
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	219,50	-0,23
Т1 нейтраль	220	219,40	-0,27
Т2 нейтраль	220	206,53	-6,12
СН	35	36,57	4,49
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	224,20	1,91
Т1 нейтраль	220	218,73	-0,58
Т2 нейтраль	220	218,73	-0,58
СН	35	36,46	4,18
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	230,00	4,55
АТ1	220	230,31	4,68
АТ2	220	230,31	4,68
СН	110	114,99	4,54
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,81	4,37
Полиметалл	220	218,61	-0,63
	220	228,99	4,09
АТ 1 нейтраль	220	227,17	3,27
АТ 2 нейтраль	220	226,94	3,16
АТ СН	110	119,35	8,51
АТ НН	10	10,90	9
Албазино	110	114,97	4,55
	110	114,98	4,53
Т1	10	10,57	5,72
Т2	10	10,58	5,77
ИРМ	110	115,00	4,55

В таблице 33 приведена токовая загрузка ЛЭП 2 послеаварийного режима первого варианта.

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП 2 послеаварийного режима первого варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
Комсомольская 220 - оп.№5	1064,00	699,15	65,71
Комсомольская 220 - оп.№А61	отключена		
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064,00	512,04	48,12
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,90	512,66	55,97
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,90	3,70	0,40
оп.№5 - Старт	1064,00	699,06	65,72
оп.№А61 - Старт	отключена		
Старт - Парус	786,70	97,45	12,39
Старт - Парус	786,70	97,45	12,39
Старт - Горин	786,70	97,45	12,44
Березовая - Джамку	786,70	202,46	25,74
Джамку - Сулук	786,70	281,90	35,83
Сулук - Ургал	786,70	356,52	45,43
СН - Фабрика	425,00	90,20	21,57
СН - Фабрика	425,00	90,20	21,57
Березовая - Полиметалл	786,70	123,89	16,14
Горин -	786,70	19,28	3,33
АТ СН - Албазино	677,00	238,05	37,77
АТ СН -	отключена		

Вывод: в послеаварийных режимах первого варианта подключения проектируемых подстанций напряжение в узлах и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах.

На рисунке 9 представлена схема 1 послеаварийного режима для 1 варианта.

На рисунке 10 представлена схема 2 послеаварийного режима для 1 варианта.

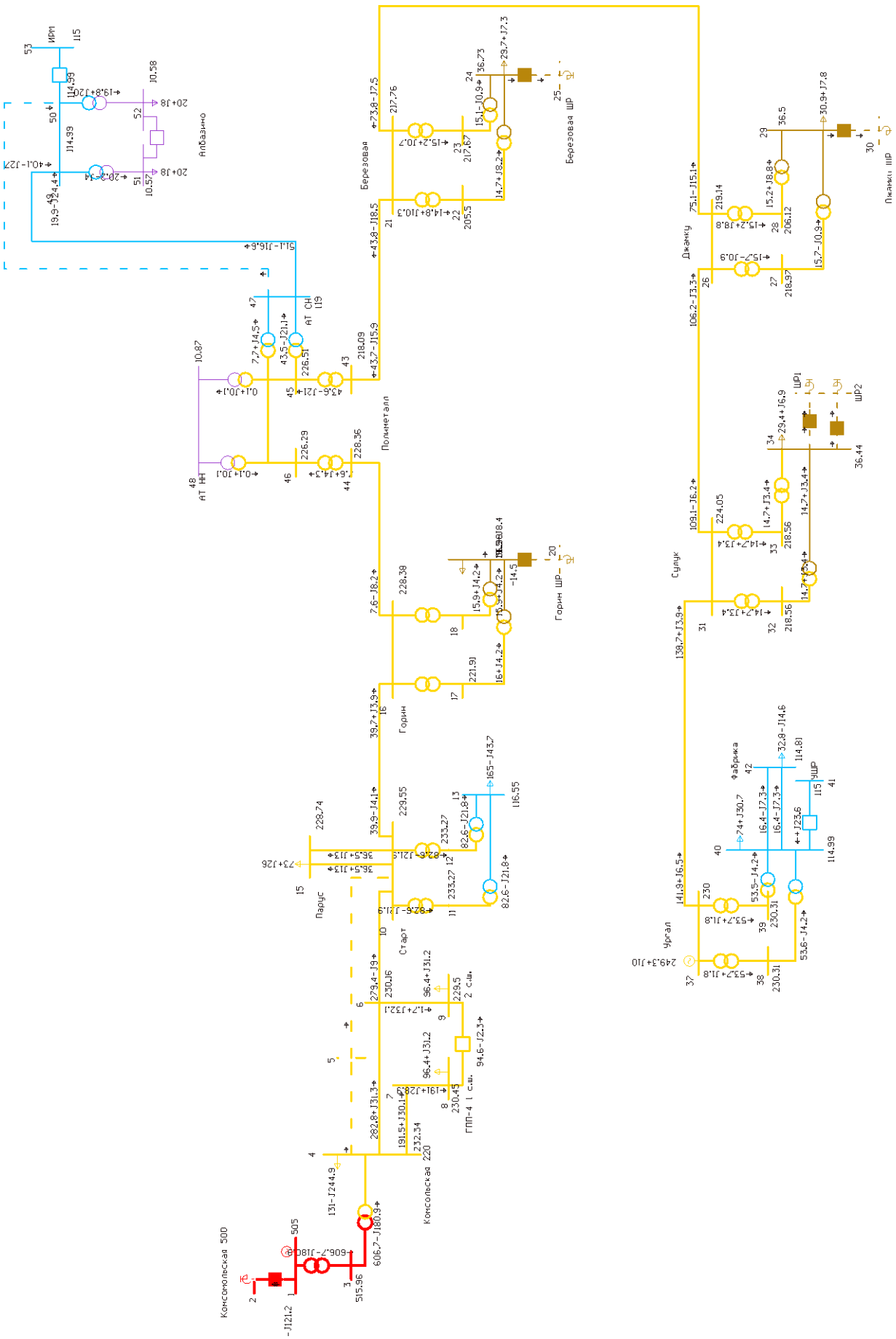


Рисунок 9 – Схема 1 послеаварийного режима для 1 варианта

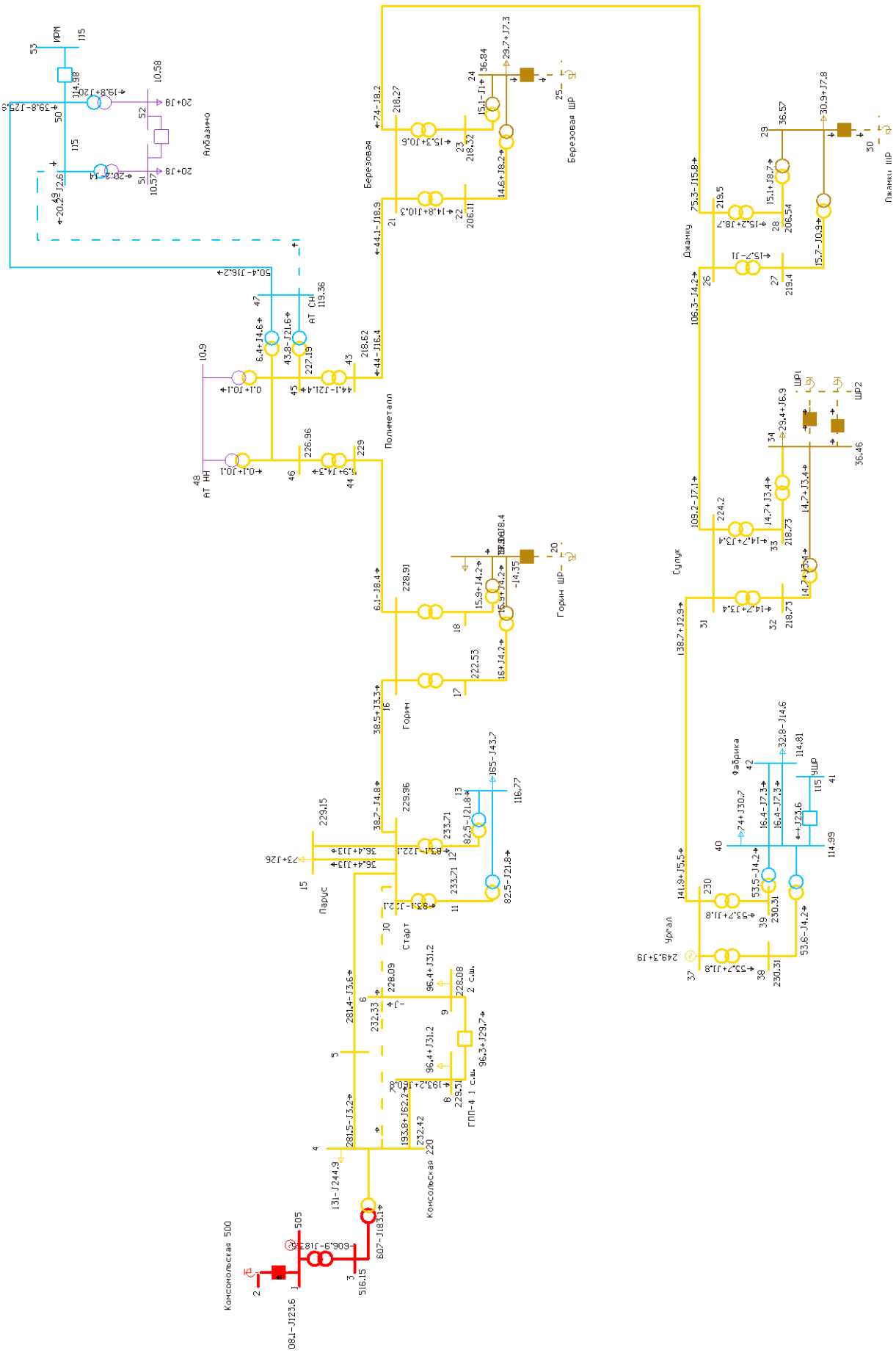


Рисунок 10 – Схема 2 послеаварийного режима для 1 варианта

3.5 Техническая проработка 2 варианта развития электрической сети

3.5.1 Выбор сечения ЛЭП

Для второго варианта – подключение ПП Полиметалл 110 кВ и ПС Албазино 110/10 кВ выбираем такой же провод, как и в 1 варианте подключения для ПС Албазино.

3.5.2 Выбор силовых трансформаторов

Во втором варианте подключение ПП Полиметалл и ПС Албазино будет производиться от существующей подстанции Березовая, с учетов увеличения нагрузки на ПС Березовая необходимо проверить нужна ли замена трансформаторов и произвести выбор трансформатор для ПС Албазино.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 22:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_з}, \qquad (22)$$

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

N – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 1.

$$S_{тр.р} ПС\ Березовая = \frac{\sqrt{(24,75^2 + 40^2) + (16^2 + 6^2)}}{2 \cdot 0,7} = 48,7\ \text{МВА}$$

$$S_{тр.р} ПС\ Березовая\ 35/10 = \frac{\sqrt{5^2 + 2^2}}{2 \cdot 0,7} = 3,85\ \text{МВА}$$

$$S_{тр.р} ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 0,7} = 31\ \text{МВА}$$

Для потребителей 10 кВ на ПС Березовая выбираем трансформатор ТМН - 4000/35.

Параметры трансформаторов приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Напряжение обмотки, кВ		
		ВН	СН	НН
АТДЦТН - 63000/220	63000	230	121	11
ТДН - 40000/110	40000	115		11
ТМН - 4000/35	4000	35		11

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_з = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (23)$$

$$K_{з.НОРМ}\ ПС\ Березовая = \frac{\sqrt{(24,75^2 + 40^2) + (16^2 + 6^2)}}{2 \cdot 63} = 0,58$$

$$K_{з.НОРМ}\ ПС\ Березовая\ 35/10 = \frac{\sqrt{5^2 + 2^2}}{2 \cdot 4} = 0,48\ \text{МВА}$$

$$K_{з.НОРМ}\ ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2 + 16^2}}{2 \cdot 40} = 0,55$$

В послеаварийном режиме

$$K_з^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(N-1) \cdot S_{ном}} \quad (24)$$

$$K_з^{П/АВ}\ ПС\ Березовая = \frac{\sqrt{(24,75^2 + 40^2) + (16^2 + 6^2)}}{1 \cdot 63} = 1,17$$

$$K_з^{П/АВ}\ ПС\ Березовая\ 35/10 = \frac{\sqrt{5^2+2^2}}{4} = 0,96$$

$$K_з^{П/АВ}\ ПС\ Албазино = \frac{\sqrt{40^2+16^2}}{1\cdot 40} = 1,1$$

На ПС Березовая необходима замена трансформатора ТДТН - 25000/220 на АТДЦТН - 63000/220.

Исходя из расчета, трансформаторы на проектируемых подстанциях не перегружаются выше максимальной величины загрузки в аварийном режиме $К_{З.П.АВ.}$ не должен превышать значение 1,4 [37]. Поэтому, выполнять проверку теплового режима силового трансформатора не нужно.

С учетом вышесказанного, трансформаторы для 2 варианта подключения проектируемых подстанций выбраны верно.

3.5.3 Расчет нормального режима электрической сети 2 варианта

Рассмотрим 2 вариант подключения проектируемых ПП Полиметалл и ПС Албазино.

В таблице 35 приведены расчетные напряжения нормального режима для первого варианта.

Таблица 35 – Расчетные напряжения нормального режима для первого варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500,00	500,00	0,00
ШР Комсомольская 500	500,00	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500,00	510,70	2,14
Комсомольская 220	220,00	234,64	6,66
оп.№5	220,00	234,57	6,62
оп.№А61	220,00	232,96	5,89
оп.№А61"	220,00	233,00	5,91
ГПП-4 1 с.ш.	220,00	232,17	5,53
2 с.ш.	220,00	232,17	5,53

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
Старт	220,00	232,66	5,76
АТ1 нейтраль	220,00	236,36	7,43
АТ1 нейтраль	220,00	236,36	7,43
Старт СН	110,00	118,09	7,36
Парус	220,00	231,86	5,39
Горин	220,00	229,17	4,17
Т1 нейтраль	220,00	222,74	1,24
Т2 нейтраль	220,00	222,74	1,24
СН	35,00	37,13	6,08
Горин ШР	35,00	0,00	0,00
Березовая	220	225,20	2,36
Т1 нейтраль	220	226,74	3,06
Т2 нейтраль	220	226,74	3,06
НН	35	38,48	9,94
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	221,71	0,78
Т1 нейтраль	220	215,42	-2,08
Т2 нейтраль	220	215,42	-2,08
СН	35	35,91	2,59
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	219,63	-0,17
Т1 нейтраль	220	214,00	-2,73
Т2 нейтраль	220	214,00	-2,73
СН	35	35,67	1,92
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	220,00	0,00
АТ1	220	230,24	4,65
АТ2	220	230,24	4,65
СН	110	114,97	4,52
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,87	4,43
СН Березовая	110	119,19	8,35
ПП Полиметалл	110	117,57	6,9
	110	117,57	6,9
Албазино	110	114,98	4,54
	110	114,99	4,54
Т1	10	10,51	5,08
Т2	10	10,5	5,07
ИРМ	110	115,00	4,55
	10	10,26	2,57

В результате анализа отклонений напряжений в ходе расчета нормального режима 2 варианта подключения отклонений не выходят за пределы допустимых

значений.

В таблице 36 представлена токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме для второго варианта.

Таблица 36 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме для второго варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
1	2	3	4
Комсомольская 220 - оп.№5	1065	438,71	41,19
Комсомольская 220 - оп.№А61	1064	460,93	43,40
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064	368,22	34,73
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,9	369,51	40,41
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,9	139,16	15,42
оп.№5 - Старт	1065	438,73	41,21
оп.№А61 - Старт	915,9	340,94	37,22
Старт - Парус	786,7	94,23	12,26
Старт - Парус	786,7	94,23	12,26
Старт - Горин	786,7	188,43	24,34
Горин - Березовая	786,7	107,67	14,59
Березовая - Джамку	786,7	97,75	15,10
Джамку - Сулук	786,7	175,73	24,08
Сулук - Ургал	786,7	255,88	33,23
СН - Фабрика	425	64,76	15,24
СН - Фабрика	425	64,76	15,24
СН Березовая -	677	120,95	17,87
СН Березовая - ПП Полиметалл	677	120,79	17,84
ПП Полиметалл - Албазино	677	111,43	16,46
-	677	113,09	16,70

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что в нормальном режиме 2 варианта подключения загрузка линий находится в допустимых пределах.

На рисунке 11 показана схема нормального режима 2 варианта.

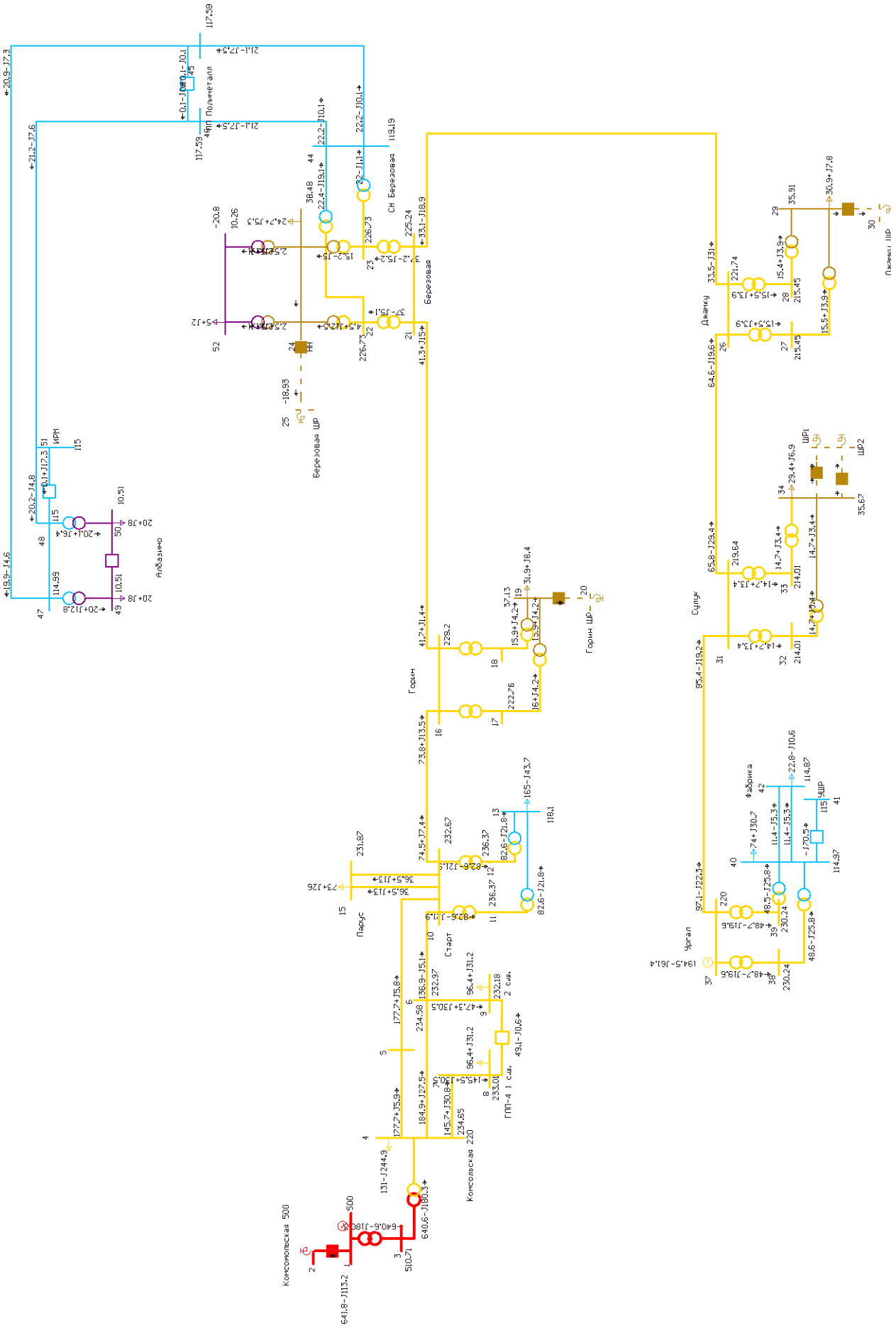


Рисунок 11 – Схема нормального режима 2 варианта

3.5.4 Расчет послеаварийных режимов электрической сети 2 варианта

В качестве послеаварийных режимов для 1 варианта подключения сети рассмотрим отключение наиболее загруженных ВЛ:

1) Отключение ВЛ Комсомольская 1 – Старт и отключение ВЛ Березовая - Полиметалл;

2) Отключение ВЛ Комсомольская 2 – Старт, отключение ВЛ Березовая - Полиметалл и отключение ВЛ Полиметалл – Албазино.

1. Отключим ВЛ Комсомольская 1 – Старт и ВЛ Березовая – Полиметалл.

В таблице 37 приведены расчетные напряжения 1 послеаварийного режима второго варианта.

Таблица 37 – Расчетные напряжения 1 послеаварийного режима второго варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	500,00	0,00
ШР Комсомольская 500	500	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500	509,52	1,90
Комсомольская 220	220	234,10	6,41
оп.№5	220	0,00	0,00
оп.№А61	220	231,50	5,23
оп.№А61"	220	232,02	5,46
ГПП-4 1 с.ш.	220	230,98	4,99
2 с.ш.	220	230,97	4,99
Старт	220	230,61	4,82
АТ1 нейтраль	220	234,33	6,51
АТ1 нейтраль	220	234,33	6,51
Старт СН	110	117,08	6,43
Парус	220	229,81	4,46
Горин	220	226,99	3,18
Т1 нейтраль	220	220,47	0,22
Т2 нейтраль	220	220,47	0,22
СН	35	36,75	5,00
Горин ШР	35	0,00	0,00
Березовая	220	222,96	1,34
Т1 нейтраль	220	223,99	1,81
Т2 нейтраль	220	223,98	1,81

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
НН	35	37,99	8,55
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	220,21	0,10
Т1 нейтраль	220	213,86	-2,79
Т2 нейтраль	220	213,86	-2,79
СН	35	35,65	1,85
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	219,03	-0,44
Т1 нейтраль	220	213,37	-3,01
Т2 нейтраль	220	213,37	-3,01
СН	35	35,57	1,62
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	220,00	0,00
АТ1	220	230,24	4,65
АТ2	220	230,24	4,65
СН	110	114,97	4,52
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,87	4,43
СН Березовая	110	117,73	7,03
ПП Полиметалл	110	115,58	5,08
	110	115,59	5,08
Албазино	110	114,99	4,54
	110	114,99	4,54
Т1	10	10,32	3,24
Т2	10	10,33	3,26
ИРМ	110	115,00	4,55
	10	10,12	1,25

В таблице 38 приведены токовая загрузка ЛЭП 1 послеаварийного режима второго варианта.

Таблица 38 – Токовая загрузка ЛЭП 1 послеаварийного режима второго варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
1	2	3	4
Комсомольская 220 - оп.№5	отключена		
Комсомольская 220 - оп.№А61	1064	772,47	72,60
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064	515,70	48,47
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,9	516,14	56,35
оп.№А61 - 2 с.ш.	915,9	78,62	8,58
оп.№5 - Старт	отключена		
оп.№А61 - Старт	915,9	796,17	86,93
Старт - Парус	786,7	97,31	12,37

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
Старт - Парус	786,7	97,31	12,37
Старт - Горин	786,7	202,75	25,77
Горин - Березовая	786,7	124,29	15,80
Березовая - Джамку	786,7	113,23	14,39
Джамку - Сулук	786,7	186,16	23,66
Сулук - Ургал	786,7	259,38	32,97
СН - Фабрика	425	63,19	15,24
СН - Фабрика	425	63,19	15,24
СН Березовая -	отключена		
СН Березовая - ПП Полиметалл	677	249,03	38,18
ПП Полиметалл - Албазино	677	113,39	18,26
-	677	114,95	18,52

2 Отключим ВЛ Комсомольская 2 – Старт, отключение ВЛ Березовая - Полиметалл и отключение ВЛ Полиметалл – Албазино.

В таблице 39 приведены расчетные напряжения 2 послеаварийного режима второго варианта.

В таблице 40 приведена токовая загрузка ЛЭП 2 послеаварийного режима второго варианта.

Таблица 39 – Расчетные напряжения 2 послеаварийного режима второго варианта

Наименование узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Фактическое напряжение U, кВ	Отклонение напряжение от номинального dU, %
1	2	3	4
Комсомольская 500	500	500,00	0,00
ШР Комсомольская 500	500	0,00	0,00
АТ Нейтраль	500	509,23	1,85
Комсомольская 220	220	233,96	6,35
оп.№5	220	233,82	6,28
оп.№А61	220	229,66	4,39
оп.№А61"	220	231,07	5,03
ГПП-4 1 с.ш.	220	229,66	4,39
2 с.ш.	220	229,65	4,39
Старт	220	230,27	4,67
АТ1 нейтраль	220	233,99	6,36
АТ1 нейтраль	220	233,99	6,36

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
Старт СН	110	116,91	6,28
Парус	220	229,46	4,30
Горин	220	226,22	2,83
Т1 нейтраль	220	219,67	-0,15
Т2 нейтраль	220	219,67	-0,15
СН	35	36,62	4,62
Горин ШР	35	0,00	0,00
Березовая	220	221,57	0,71
Т1 нейтраль	220	221,88	0,86
Т2 нейтраль	220	221,88	0,85
НН	35	37,62	7,49
Березовая ШР	35	0,00	0,00
Джамку	220	219,28	-0,33
Т1 нейтраль	220	212,90	-3,23
Т2 нейтраль	220	212,90	-3,23
СН	35	35,48	1,39
Джамку ШР	35	0,00	0,00
Сулук	220	218,65	-0,61
Т1 нейтраль	220	212,98	-3,19
Т2 нейтраль	220	212,98	-3,19
СН	35	35,50	1,43
ШР1	35	0,00	0,00
ШР2	35	0,00	0,00
Ургал	220	220,00	0,00
АТ1	220	230,24	4,65
АТ2	220	230,24	4,65
СН	110	114,97	4,52
УШР	110	115,00	4,55
Фабрика	110	114,87	4,43
СН Березовая	110	117,07	6,42
ПП Полиметалл	110	113,71	3,37
	110	113,71	3,37
Албазино	110	114,99	4,53
	110	114,99	3,54
Т1	10	10,13	1,27
Т2	10	10,13	1,32
ИРМ	110	113,49	3,17

Таблица 40 – Токовая загрузка ЛЭП 2 послеаварийного режима второго варианта

Наименование линии	$I_{доп.расч}$, А	I, А	$I_{загр}$, %
1	2	3	4
Комсомольская 220 - оп.№5	1065	809,93	76,05
Комсомольская 220 - оп.№А61	отключена		
Комсомольская 220 - оп.№А61"	1064	505,30	47,67

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	915,9	507,24	55,47
оп.№А61 - 2 с.ш.	отключена		
оп.№5 - Старт	1065	809,95	76,07
оп.№А61 - Старт	отключена		
Старт - Парус	786,7	95,26	12,39
Старт - Парус	786,7	95,26	12,39
Старт - Горин	786,7	213,55	27,56
Горин - Березовая	786,7	131,68	17,56
Березовая - Джамку	786,7	93,00	13,99
Джамку - Сулук	786,7	173,89	23,43
Сулук - Ургал	786,7	254,39	32,83
СН - Фабрика	425	64,76	15,24
СН - Фабрика	425	64,76	15,24
СН Березовая -	677	0,00	0,00
СН Березовая - ПП Полиметалл	677	279,92	41,35
ПП Полиметалл - Албазино	677	271,79	40,15
-	отключена		

Вывод: в послеаварийных режимах второго варианта подключения напряжение в узлах находятся в допустимых пределах, наибольшая токовая загрузка ЛЭП составляет 76% и 87%, что является абсолютно нормальным.

На рисунке 12 показана схема 1 послеаварийного режима для 2 варианта.

На рисунке 13 показана схема 2 послеаварийного режима для 2 варианта.

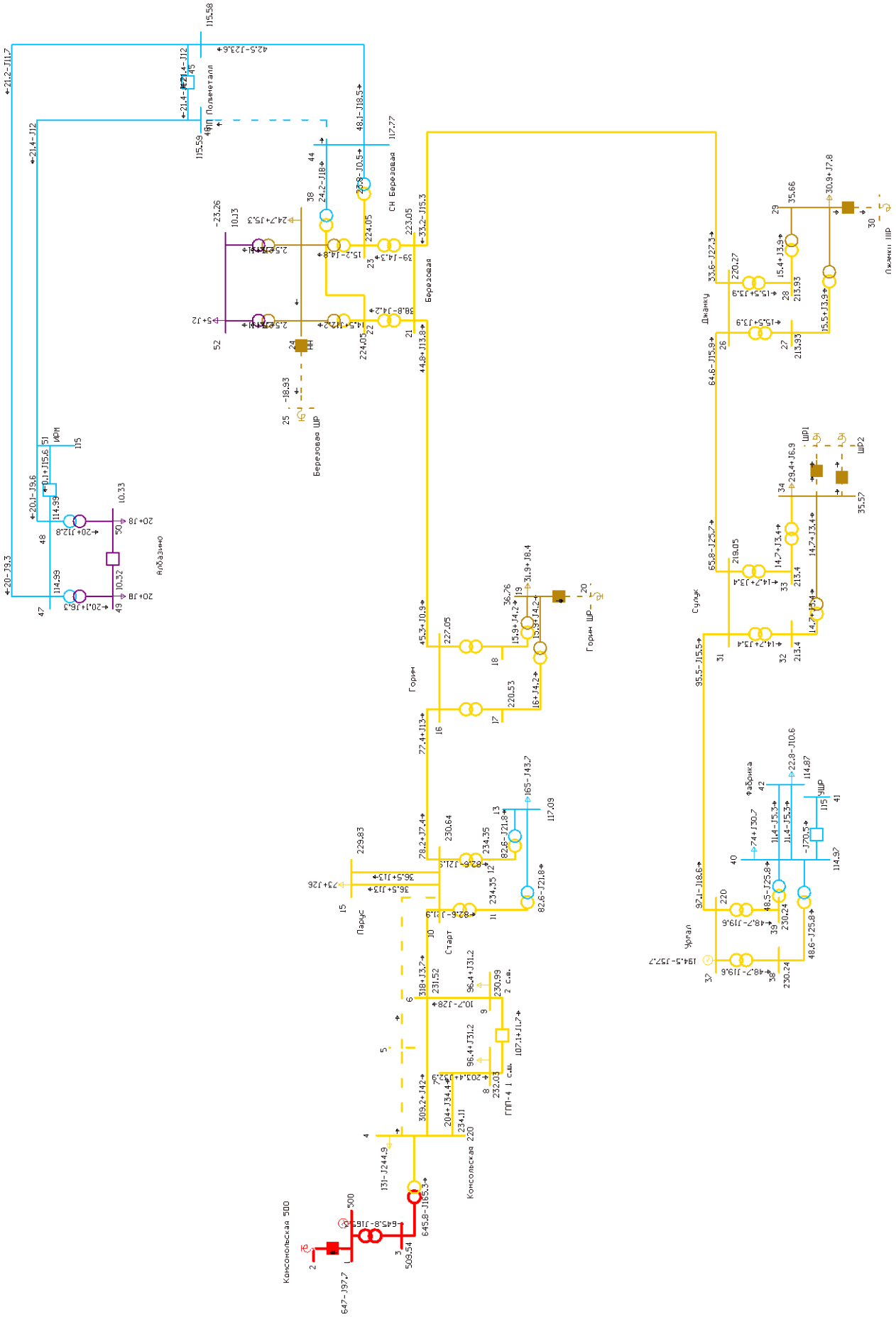


Рисунок 12 – Схема 1 послеаварийного режима для 2 варианта

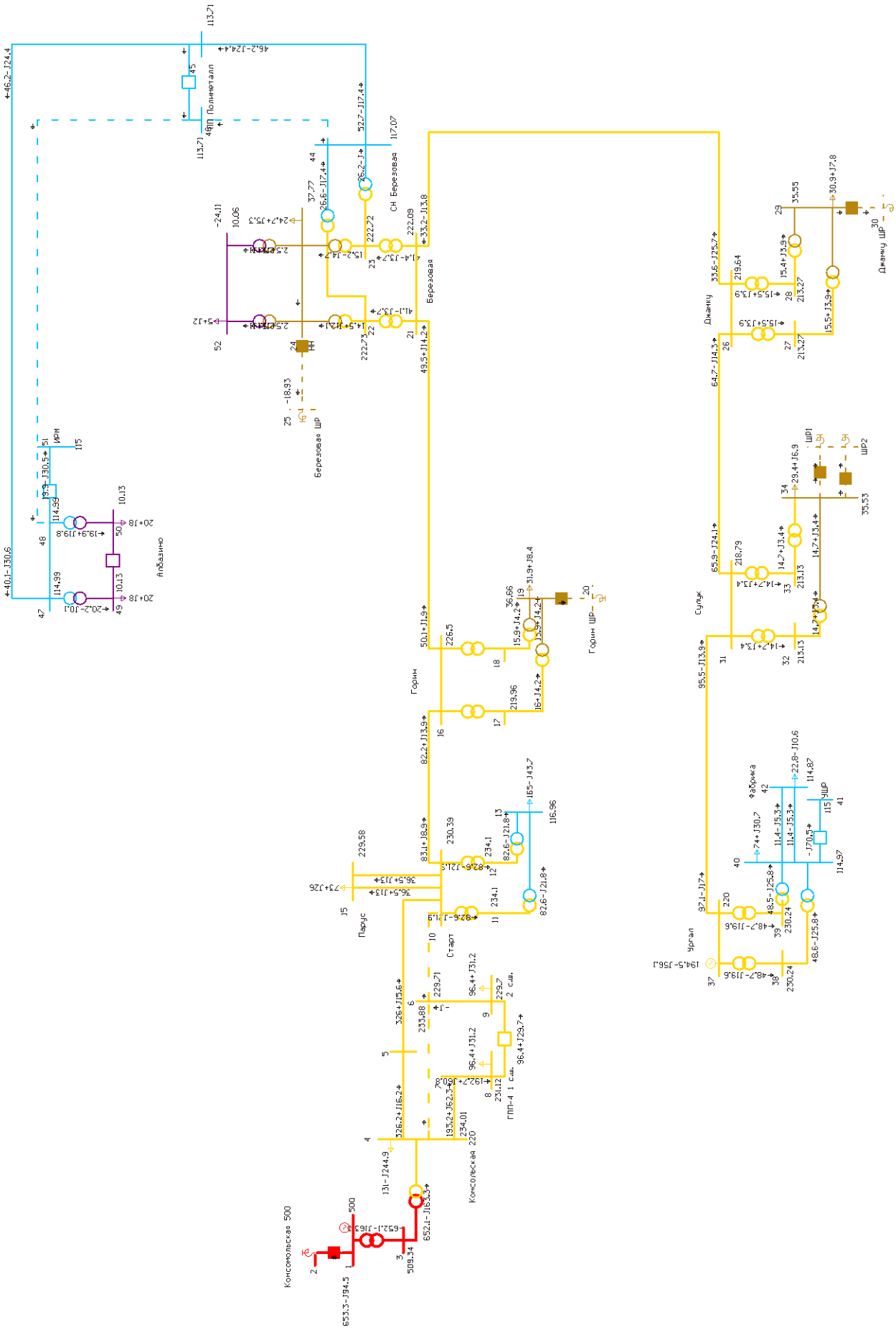


Рисунок 13 – Схема 2 послеаварийного режима для 2 варианта

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ХАБАРОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 КВ

В данном разделе поставлена цель определить оптимального вариант развития Хабаровских электрических сетей напряжением 110-220 кВ на основании расчета экономической эффективности.

В настоящее время при разработке проектной документации технико-экономическое сравнение вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств проектируемых подстанций на этапе разработки основных технических решений проводится на основании сопоставления капитальных вложений в строительство и не учитывает издержки, которые несет субъект в процессе эксплуатации подстанции. При этом бывает так, что вариант с меньшими капитальными вложениями в итоге оказывается с наибольшими эксплуатационными издержками, что неблагоприятно сказывается на финансовых показателях собственника объекта. Для наиболее правильного анализа экономической эффективности проектов необходимо проводить сравнение вариантов по дисконтированным затратам, которые учитывают финансовые вложения в объект в течение всего срока его службы [51].

Технико-экономическому сравнению в пределах ОТР приводятся равно эффектные с технической точки зрения варианты, которые соответствуют требованиям по надежности на основе действующих отраслевых нормативно-технических документов. Таким образом, на момент проведения экономического сравнения для вариантов которые представлены должны быть однозначно определены следующие моменты [51]:

– схемы РУ;

–решения по компоновке;

– конструктивное исполнение электрооборудования;

– решения по площадке и заходам ЛЭП;

– способ установки силового трансформаторного и реакторного оборудования;

– наличие на ПС систем плавки гололеда переменным и постоянным током;

– наличие на ПС (при ее комплексном техническом перевооружении и реконструкции) зданий и сооружений, допустимых к дальнейшей эксплуатации;

– условия эксплуатации.

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в строительство ЛЭП и подстанций.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [51]:

- капиталовложения на строительство ПС

- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \tag{25}$$

В суммарные вложения включаются затраты на постройку подстанций, закупку силовых трансформации а также всевозможных устройств для компенсации реактивной мощности и также затраты на постройку линий электропередачи

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \tag{26}$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств на ПС;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, которая зависит от схемы РУ, а также зависит от напряжения;

$К_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Расчёт капиталовложений для варианта № 1 и №2 варианта приведен в приложении А

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Капиталовложения

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в демонтаж	11	1526
Капиталовложения в строительство ВЛ	568 830	618 271
Капиталовложения в трансформаторы	393 422	433 726
Капиталовложения в ОРУ	718 867	877 528
Капиталовложения в КУ	172 208	172 208
Постоянная часть затрат	251 900	251 900
Итого:	2 105 248	2 355 159

Из расчета капиталовложений видно, что подключение ПС Полиметалл и ПС Албазино в рассечку линии Березовая – Горин со строительством заходов дешевле, чем подключение от существующей ПС Березовая.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек.

Расчет издержек для варианта № 1 и №2 варианта приведен в приложении А.

Издержки находят по формуле:

$$И = И_{АМ} + И_{Э.Р} + И_{\Delta W} \quad (27)$$

где $И_{АМ}$ – амортизационные расходы;

$И_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию;

$И_{\Delta W}$ – затраты на транспорт эл.эн.

Издержки на эксплуатацию и ремонт найдем по выражению:

$$И_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot К_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot К_{ПС} \quad (28)$$

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

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [1]:

$$И_{\Delta W} = \Delta W \cdot С_{\Delta W} \quad (29)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

СΔW – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,6 тыс. руб/ МВт·ч [8].

Потери электрической энергии находятся по значениям эффективных мощностей и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данной магистерской диссертации потери в сети определялись расчетом соответствующего режима в ПВК RastrWin 3.

Амортизационные расходы:

$$И_{АМ} = K \cdot a_p; \quad (30)$$

где K – капиталовложения в оборудование ПС

a_p – норма отчислений на модернизацию и.т.д

Результаты расчета издержек приведены в таблице 42:

Таблица 42 – Издержки

Издержки, тыс.руб.	Вариант №1	Вариант №2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	95 199	107 422
Амортизационные издержки	105 262	117 757
Издержки на потери	97 372	139 104
Итого :	297 834	364 284

4.3 Затраты

Подробный расчет затрат приведен в приложении А

Затраты на каждый из вариантов приведены в таблице 43

Таблица 43 – Затраты

Наименование параметра	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения, тыс.руб.	2 105 248	2 355 159
Издержки, тыс.руб.	297 834	364 284
Затраты, тыс.руб.	2 403 082	2 719 443

На основании полученных затрат выберем вариант 1 для дальнейшего рассмотрения

4.4 Оценка экономической эффективности проекта

Основная цель стоимостной оценки это заработанные деньги от реализуемого проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T \tag{31}$$

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

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

Полезно отпущенная энергия находится:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \tag{32}$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$ – время использования наибольшей нагрузки

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{бt} = О_{Рt} - И_t - К_t - У_t \quad (33)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

$И_t$ – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$У_t$ – суммарная величина ущерба в год.

Каждый год отчисления налога на прибыль:

$$Н_t = 0,2 \cdot (П_{бt}) \quad (34)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{Чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{Бt}$) за минусом налога на прибыль:

$$П_{Чt} = П_{бt} - Н_t \quad (35)$$

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_Р} Э_t \cdot \frac{1}{(1-d)^t} \quad (36)$$

где $d = 8\ \%$ – коэффициент дисконтирования;

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

t – год, к которому приводятся платежи.

Подробный расчет приведен в приложении В

Результаты расчета в таблицах 14, 15.

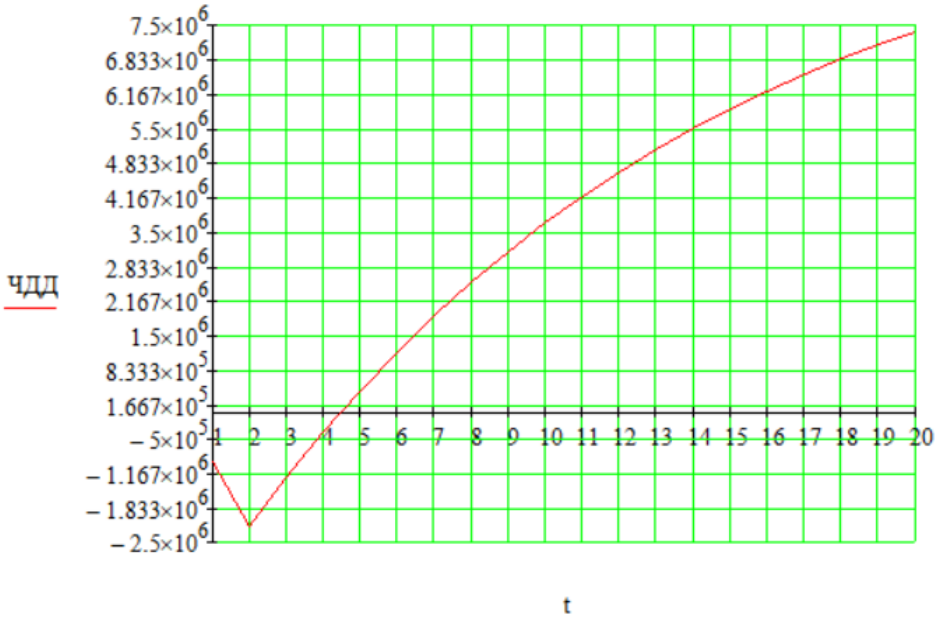


Рисунок 14 - график ЧДД 1 варианта подключения

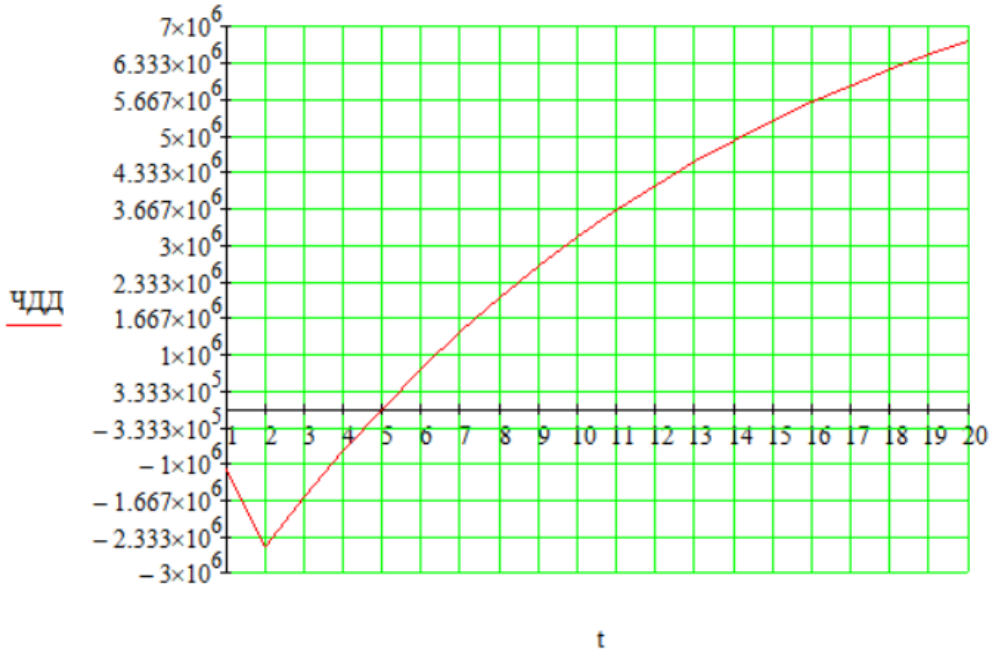


Рисунок 15 - график ЧДД 2 варианта подключения

Из приведенных графиков ЧДД двух вариантов мы наблюдаем то, что первый вариант наиболее выгоден, срок окупаемости его на порядок меньше.

4.5 Расчет надежности для выбранного варианта

Надежность электрической сети – это способность выполнять передачу и распределение нужного количества и качества электроэнергии.

Надежность участка сети определяется надежностью и параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи).

Расчет надежности электрической сети начинается с составления расчетной схемы. В расчетной схеме цифрами обозначаем элементы, которые будут участвовать в процессе электроснабжения потребителей. В расчете надежности тоже не будут учитываются трансформаторы тока (они уже учтены в модели выключателя) и трансформаторы напряжения (т.к. при их повреждении нарушается только учёт электроэнергии и мощности) [51].

Произведем расчет надежности для выбранного варианта подключения.

Расчетная схема показана на рисунке 16

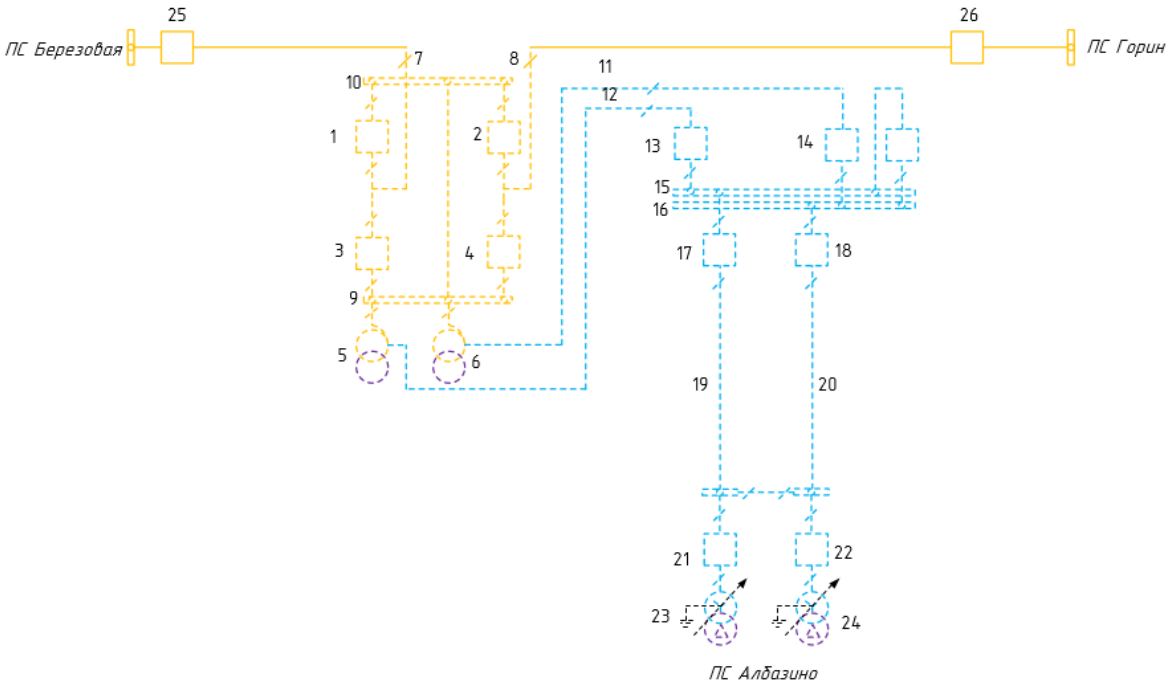


Рисунок 16 – Расчетная схема выбранного варианта подключения подстанций Полиметалл и Албазино

По расчетной схеме составляется схема замещения электрической сети, в которой каждый элемент, который может отказать, заменяется прямоугольником с соответствующей цифрой.

Соединение элементов происходит последовательно или же параллельно (элементы резервируют друг друга) в плане надёжности. Все последовательно соединённые элементы в схеме эквивалентируем путём суммирования, параллельно соединенные элементы путём умножения. При эквивалентировании используются римские цифры.

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

Схема замещения рассматриваемого участка сети изображена на рисунке 17.

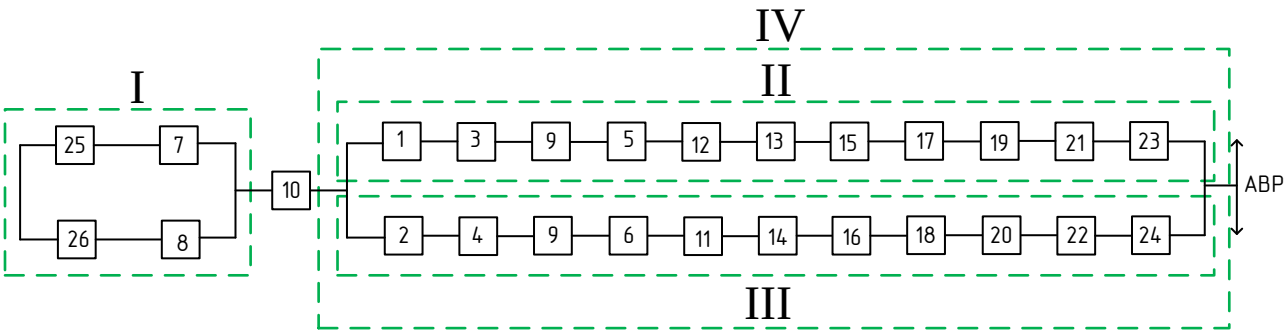


Рисунок 17 – Схема замещения участка сети

В таблице 44 приведены показатели надежности для основных элементов схемы.

Таблица 44 – показатели надежности для расчетной схемы

Элемент	Параметр потока отказов ω, 1/год	Среднее время восстановления t_B, час	Частота плановых и преднамеренных отключений $\mu_{пл}$, 1/год	Время плановых и преднамеренных отключений $t_{пр}$, час
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5
ВЛ 220	0,5	11	2,8	17
Выключатель 220	0,016	25	0,8	15
Шины 220 кВ (на одно присоединение)	0,013	5	0,166	3
Трансформатор 220 кВ (от 10 до 80 МВт)	0,035	60	0,166	30
ВЛ 110	1,7	11	3,8	15
Выключатель 110 кВ	0,017	20	0,8	12
Шины 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5	0,166	4
Трансформатор 110 кВ (от 10 до 80 МВт)	0,014	70	0,166	28

Определим вероятность отказа каждого элемента:

$$q_{ij} = \frac{\omega_{ij} \cdot T_{Bij}}{8760}, \qquad (37)$$

$$q_{ВЛ1} = \frac{0.5 \cdot 11}{8760} = 3{,}139 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ВЛ2} = \frac{3{,}995 \cdot 11}{8760} = 5{,}017 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{Ш220} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 7,42 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{Ш110} = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{T_{220}} = \frac{0,035 \cdot 60}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{T_{110}} = \frac{0,014 \cdot 95}{8760} 70 = 1,119 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вык220} = \frac{0,016 \cdot 25}{8760} = 4,566 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{вык110} = \frac{0,017 \cdot 20}{8760} = 3,881 \cdot 10^{-5}$$

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

Первый эквивалент:

$$q_I = (q_{вл1} + q_{вык220}) \cdot (q_{вл2} + q_{вык220}) \quad (38)$$

$$q_I = (3,139 \cdot 10^{-5} + 4,566 \cdot 10^{-5}) \cdot (3,139 \cdot 10^{-5} + 4,566 \cdot 10^{-5}) = 9,527 \cdot 10^{-9}$$

Второй эквивалент:

$$q_{II} = q_{вык220} + q_{вык220} + q_{ш220} + q_m + q_{вык110} + q_{ш110} + q_{вык110} + q_{вл3} + q_{вык110} + q_{T2} \quad (39)$$

$$q_{II} = 4,566 \cdot 10^{-5} + 4,566 \cdot 10^{-5} + 7,42 \cdot 10^{-6} + 2,397 \cdot 10^{-4} + 3,881 \cdot 10^{-5} +$$
$$9,132 \cdot 10^{-6} + 3,881 \cdot 10^{-5} + 5,017 \cdot 10^{-4} + 3,881 \cdot 10^{-5} + 1,119 \cdot 10^{-4} = 0,011$$

Третий эквивалент:

$$q_{II} = q_{III} = 0,011$$

Четвертый эквивалент:

$$q_{IV} = q_{II} \cdot q_{III} \quad (40)$$

$$q_{IV} = 0,011 \cdot 0,011 = 1,148 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа и безотказной работы всей схемы:

$$q_c = q_I + q_{ш220} + q_{IV} \quad (41)$$

$$q_c = 9,527 \cdot 10^{-9} + 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,148 \cdot 10^{-4} = 1,222 \cdot 10^{-4}$$

$$p_c = 1 - q_c \quad (42)$$

$$p_c = 1 - 1,222 \cdot 10^{-4} = 0,999987$$

Определяем параметры потока отказов элементов схемы:

$$\omega_I = (\omega_1 + \omega_{B220}) \cdot (\omega_2 + \omega_{B220}) \quad (43)$$

$$\omega_I = 1,681 \cdot 10^{-3}$$

$$\omega_{II} = (\omega_{B220} + \omega_{B220} + \omega_{ШI220} + \omega_T + \omega_{B110} + \omega_{ШI110} + \omega_{B110} + \omega_3 + \omega_{B110} + \omega_2) \quad (44)$$

$$\omega_{II} = 0,161$$

$$\omega_{III} = \omega_{II} = 0,161$$

$$\omega_{VI} = \omega_{II} \cdot \omega_{III} \quad (45)$$

$$\omega_{VI} = 0,026$$

Параметр потока отказов всей системы:

$$\omega_c = \omega_I + \omega_{ШI220} + \omega_{VI} \quad (46)$$

$\omega_c = 0,041$

Среднее время безотказной работы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_c} \quad (47)$$

$$T_C = \frac{1}{0,041} = 24,629 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы при α = 0,105

$$T_P = \alpha \cdot T_C \quad (48)$$

$$T_P = 0,105 \cdot 24,629 = 2,428 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (49)$$

$$t_{вс} = \frac{1,222 \cdot 10^{-4}}{0,041} = 26,362 \text{ часов}$$

После проделанных ранее расчетов нужно рассчитать ущерб от перерыва электроснабжения. Недоотпуск электроэнергии определим по следующей формуле:

$$W_{нед} = \sum P_{дефi} \cdot K_{ПСi} \cdot T \quad (50)$$

где $P_{дефi}$ – дефицит мощности для i-го случая

T – период который анализируем по надежности

$W_{нед} = 48 \cdot 10^3 \cdot 1,222 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 5,86$ МВт · ч

Далее произведем расчет основного ущерба.Суммарный ущерб от перерыва в системе электроснабжения состоит из основного и внезапного.Основной ущерб определяется количеством непереданной потребителю электроэнергии, в результате чего происходит недовыпуск продукции и прочие негативные последствия.

$$У_{осн} = У_{О} \cdot W_{нед} \quad (51)$$

где $У_{О}$ – среднее значение удельного основного ущерба, выражается в руб./кВт•ч, значения которого приведены в [18].

$У_{осн} = 11,25 \cdot 5,86 \cdot 10^{3}$=65,925 тыс.руб

Определим внезапный ущерб:

$$У_{вн} = У_{О} \cdot P_{деф} \quad (52)$$

$У_{вн} = 11,25 \cdot 48 \cdot 10^{3}$=540 тыс.руб

Определим суммарный ущерб:

$$У_{\Sigma} = У_{осн} + У_{вн} \quad (53)$$

$У_{\Sigma} = 65925 + 540000 = 605,925$ тыс.руб

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА

5.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Полиметалл и Албазино

Произведем расчет токов КЗ на шинах 220/110/10 кВ ПС Полиметалл и на шинах 110/10 ПС Албазино.

Для выбора и проверки электрооборудования для подстанций Полиметалл и Албазино посчитаем токи КЗ.

Расчет токов короткого замыкания будем производить при помощи ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3

Сперва мы видим верхнюю панель инструментов, нажимаем на окно открыть. В появившемся окне мы видим вкладки: узлы/несим/ид в данной вкладке необходимо задать узлы схемы. Далее во вкладке в том же окне открыть только уже ветви/несим/ид и задать нужные ветви с указанием сопротивлений и Кт. После этого задаем во вкладке генераторы/несим существующие нас источники питания в качестве системы. Далее выбираем состав/несим и задаем узел для которого необходимо посчитать ток КЗ.

В таблице 45 приведены Узлы/Несим/ИД.

В таблице 46 приведены – Ветви/Несим/ИД.

В таблице 47 приведены Генератор/Несим.

Таблица 45 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	2	3	4
у	1	Комсомольская 500	500
у	2	ШР Комсомольская 500	500
у	3	АТ Нейтраль	500
у	4	Комсомольская 220	220
у	5	оп.№5	220
у	6	оп.№А61	220

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4
у	7	оп.№А61"	220
у	8	ГПП-4 1 с.ш.	220
у	9	2 с.ш.	220
у	10	Старт	220
у	11	АТ1 нейтраль	220
у	12	АТ1 нейтраль	220
у	13	Старт СН	110
у	15	Парус	220
у	16	Горин	220
у	17	Т1 нейтраль	220
у	18	Т2 нейтраль	220
у	19	СН	35
у	20	Горин ШР	35
у	21	Березовая	220
у	22	Т1 нейтраль	220
у	23	Т2 нейтраль	220
у	24	СН	35
у	25	Березовая ШР	35
у	26	Джамку	220
у	27	Т1 нейтраль	220
у	28	Т2 нейтраль	220
у	29	СН	35
у	30	Джамку ШР	35
у	31	Сулук	220
у	32	Т1 нейтраль	220
у	33	Т2 нейтраль	220
у	34	СН	35
у	35	ШР1	35
у	36	ШР2	35
у	37	Ургал	220
у	38	АТ1	220
у	39	АТ2	220
у	40	СН	110
у	41	УШР	110
у	42	Фабрика	110
у	43	Полиметалл	220
у	44		220
у	45	АТ 1 нейтраль	220
у	46	АТ 2 нейтраль	220
у	47	АТ СН	110
у	48	АТ НН	10
у	49	Албазино	110

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4
у	50		110
у	51	Т1	10
у	52	Т2	10
у	53	ИРМ	110

Таблица 46 – Ветви/Несим/ИД

Тип	N_нач	N_кон	Название	X	x0
1	2	3	4	5	6
Выкл	1	2	Комсомольская 500 - ШР Комсомольская 500	0	0
Тр-р	1	3	Комсомольская 500 - АТ Нейтраль	38,8	135,8
Тр-р	3	4	АТ Нейтраль - Комсомольская 220	0	0
ЛЭП	4	5	Комсомольская 220 - оп.№5	0,39	1,365
ЛЭП	4	6	Комсомольская 220 - оп.№А61	7,16	25,06
ЛЭП	4	7	Комсомольская 220 - оп.№А61"	7,19	25,165
ЛЭП	7	8	оп.№А61" - ГПП-4 1 с.ш.	3,28	11,48
ЛЭП	6	9	оп.№А61 - 2 с.ш.	4,57	15,995
Выкл	8	9	ГПП-4 1 с.ш. - 2 с.ш.	0	0
ЛЭП	5	10	оп.№5 - Старт	9,5	33,25
ЛЭП	6	10	оп.№А61 - Старт	3,24	11,34
ЛЭП	10	15	Старт - Парус	9,08	31,78
ЛЭП	10	15	Старт - Парус	9,08	31,78
Тр-р	10	11	Старт - АТ1 нейтраль	48,6	170,1
Тр-р	11	13	АТ1 нейтраль - Старт СН	0	0
Тр-р	10	12	Старт - АТ1 нейтраль	48,6	170,1
Тр-р	12	13	АТ1 нейтраль - Старт СН	0	0
ЛЭП	10	16	Старт - Горин	28,38	99,33
Тр-р	16	17	Горин - Т1 нейтраль	275	962,5
Тр-р	17	19	Т1 нейтраль - СН	0	0
Тр-р	16	18	Горин - Т2 нейтраль	275	962,5
Тр-р	18	19	Т2 нейтраль - СН	0	0
Выкл	19	20	СН - Горин ШР	0	0
Тр-р	21	22	Березовая - Т1 нейтраль	275	962,5
Тр-р	22	24	Т1 нейтраль - СН	0	0
Тр-р	21	23	Березовая - Т2 нейтраль	275	962,5
Тр-р	23	24	Т2 нейтраль - СН	0	0
Выкл	24	25	СН - Березовая ШР	0	0
ЛЭП	21	26	Березовая - Джамку	45,83	160,405
Тр-р	26	27	Джамку - Т1 нейтраль	275	962,5
Тр-р	27	29	Т1 нейтраль - СН	0	0
Тр-р	26	28	Джамку - Т2 нейтраль	275	962,5
Тр-р	28	29	Т2 нейтраль - СН	0	0
Выкл	29	30	СН - Джамку ШР	0	0

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4	5	6
ЛЭП	26	31	Джамку - Сулук	51,42	179,97
Тр-р	31	32	Сулук - Т1 нейтраль	275	962,5
Тр-р	32	34	Т1 нейтраль - СН	0	0
Тр-р	31	33	Сулук - Т2 нейтраль	275	962,5
Тр-р	33	34	Т2 нейтраль - СН	0	0
Выкл	34	35	СН - ШР1	0	0
Выкл	34	36	СН - ШР2	0	0
ЛЭП	31	37	Сулук - Ургал	34,74	121,59
Тр-р	37	38	Ургал - АТ1	104	364
Тр-р	38	40	АТ1 - СН	0	0
Тр-р	37	39	Ургал - АТ2	104	364
Тр-р	39	40	АТ2 - СН	0	0
Выкл	40	41	СН - УШР	0	0
ЛЭП	40	42	СН - Фабрика	8,94	31,29
ЛЭП	40	42	СН - Фабрика	8,94	31,29
ЛЭП	21	43	Березовая - Полиметалл	10,8	37,8
ЛЭП	16	44	Горин -	42,6	149,1
Тр-р	43	45	Полиметалл - АТ 1 нейтраль	104	364
Тр-р	45	47	АТ 1 нейтраль - АТ СН	0	0
Тр-р	45	48	АТ 1 нейтраль - АТ НН	195,6	684,6
Тр-р	44	46	- АТ 2 нейтраль	104	364
Тр-р	46	47	АТ 2 нейтраль - АТ СН	0	0
Тр-р	46	48	АТ 2 нейтраль - АТ НН	195,6	684,6
ЛЭП	47	49	АТ СН - Албазино	97,2	340,2
ЛЭП	47	50	АТ СН -	97,2	340,2
Тр-р	49	51	Албазино - Т1	34,7	121,45
Тр-р	50	52	- Т2	34,7	121,45
Выкл	51	52	Т1 - Т2	0	0
Выкл	50	53	- ИРМ	0	0

Таблица 47 – Генератор/Несим

№	Название	№ узла	X	X0	E
1	Система	1	125	437,5	500
2	Система	37	26,45	92,6	230

Ударный ток мы рассчитываем по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{ПО}^{(3)} \quad (54)$$

где $I_{ПО}^{(3)}$ – это начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания [19];

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

При проектировании подстанций 220 кВ ударный коэффициент будем принимать $K_{уд} = 1,717 - 1,78$, а значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [19].

При проектировании подстанций 110 кВ ударный коэффициент будем принимать $K_{уд} = 1,6$, а значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [19].

Результаты проведенных расчетов токов короткого замыкания для проектируемых ПС Полиметалл и Албазино приведем в таблицах 48, 49.

Таблица 48 – Результаты расчетов ТКЗ на шинах ПС Полиметалл

Место КЗ	Значение тока трехфазного КЗ, $I_{ПО}^{(3)}$, кА	Значение тока однофазного КЗ, $I_{ПО}^{(1)}$, кА	Ударный ток, кА
1	2	3	4
220 кВ	1,22	0,23	2,93
110 кВ	2,16	0,4	4,89
10 кВ	13,44	2,5	30,42

Таблица 49 – Результаты расчетов ТКЗ на шинах ПС Албазино

Место КЗ	Значение тока трехфазного КЗ, $I_{ПО}^{(3)}$, кА	Значение тока однофазного КЗ, $I_{ПО}^{(1)}$, кА	Ударный ток, кА
110 кВ	0,84	0,17	1,9
10кВ	7,57	1,49	17,13

Также для выбора оборудования для подстанций Полиметалл и Албазино нужно провести расчет максимальных рабочих токов [49]. Выбранное электрооборудование должно выдерживать всю нагрузку, при случае если будет проводиться ремонт ну или авария на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I_{раб.\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (55)$$

Рабочий максимальный ток для шин ПС Полиметалл 220 кВ:

$$Iраб.\max = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 220} = 126 \text{ А}$$

В таблицах 50, 51 показаны рассчитанные рабочие максимальные токи для подстанций Полиметалл и Албазино.

Таблица 50 – Рабочие максимальные токи для ПС Полиметалл

Шины	Рабочий максимальный ток, А
220 кВ	126
110 кВ	252
10 кВ	955

Таблица 51 – Рабочие максимальные токи для ПС Албазино

Шины	Рабочий максимальный ток, А
110 кВ	252
10 кВ	2772

5.2 Выбор оборудования для ПС Полиметалл

5.2.1 Выбор выключателей

Выбираем выключатели по следующим параметрам: по номинальному напряжению, длительному номинальному току, а осуществляем проверку на основе отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ [21].

Выбор выключателей производим на основе основных параметров:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{56}$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \le I_{ном}, \tag{57}$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- проверка на симметричный ток по условию:

$$I_{отк.ном} \ge I_{п\tau}^{(3)} \tag{58}$$

где $I_{п\tau}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

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

- проверка по выключающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \ge i_{уд}, \tag{59}$$

$$I_{вкл.ном} \ge I_{по}^{(3)}. \tag{60}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ, кА;

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

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

проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{аном} \ge i_{а\tau} \tag{61}$$

где $i_{аном}$ –номинальное допустимое значение апериодиеской составляющей, кА;

$i_{a\tau}$ – апериодическая составляющая тока кз в момент расхождения контактов τ, кА.

Значения данных величин находим по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (62)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (63)$$

где β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %

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

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (64)$$

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

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{a\tau} \quad (65)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельно сквозным токам, формулы ниже:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (66)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (67)$$

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

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

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_к \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (68)$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^{2}с;

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

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

Полный импульс квадратичного тока кз определяется по выражению:

$$B_к = I_{П0}^{(3)2}(t_{отк} + T_a), \quad (69)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с.

Согласно [14] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (70)$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания основной релейной защиты, с;

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

На проектируемую подстанцию Полиметалл выбираем элегазовые баковые выключатели ВЭБ-220 [4].

Баковые выключатели если сравнивать их с колонковыми обладают рядом преимуществ, одним из преимуществ является большая сейсмостойкость.

Данные выключатели являются трехполюсными.

В таблице 52 представлено сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателя на напряжение 220 кВ для ПС Полиметалл.

Таблица 52 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220$ кВ	$U_{УСТ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500$ А	$I_{Р.МАХ} = 126$ А	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 50$ кА	$I_{ПО} = 1,22$ кА	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{\text{вкл}.НОМ} = 50$ кА	$I_{ПО} = 1,22$ кА	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 125$ кА	$i_{УД} = 2,93$ кА	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 50$ кА	$I_{ПО} = 1,22$ кА	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125$ кА	$i_{УД} = 2,93$ кА	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 7500$ кА^2/с	$B_K = 1,22^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 3,86$ кА^2/с	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 50 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} = 35,36$ кА	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 1,22 \cdot e^{-\frac{0,01+0,05}{0,03}} = 0,233$ кА	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

Выбранный выключатель проходит по условиям и может быть принят к установке.

На средней стороне устанавливаем выключатели ВЭБ-110

В таблице 53 представлено сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателя на напряжение 110 кВ для ПС Полиметалл.

Таблица 53 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-110

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500$ А	$I_{Р.МАХ} = 252$ А	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$

Продолжение таблицы 53

$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40\,кА$	$I_{ПО} = 2{,}16\,кА$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 40\,кА$	$I_{ПО} = 2{,}16\,кА$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 102\,кА$	$i_{УД} = 4{,}89\,кА$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 40\,кА$	$I_{ПО} = 2{,}16\,кА$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 102\,кА$	$i_{УД} = 4{,}89\,кА$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\ кА^2/с$	$B_K = 2{,}16^2 \cdot (2 + 0{,}3 + 0{,}03) = 10{,}87\ кА^2/с$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 22{,}63\ кА$	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2{,}16 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}05}{0{,}03}} = 0{,}413\ кА$	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

Выбранный выключатель проходит по условиям и может быть принят к установке.

На нижней стороне установим выключатели ВВУ-СЭЩ-П-3-10-20/1000 У2. Данный выключатель снабжён пружинным приводом. Вакуумные выключатели являются очень экологичным вариантов среди конкурентов и самым целесообразным вариантом в экономическом плане по сравнению с остальными выключателями.

В таблице 54 приведены параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 У2.

Таблица 54 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 У2

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 10\ кВ$	$U_{УСТ} = 10\ кВ$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500\,А$	$I_{Р.МАХ} = 955\,А$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 31{,}5\,кА$	$I_{ПО} = 13{,}44\,кА$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 25\,кА$	$I_{ПО} = 13{,}44\,кА$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 81\,кА$	$i_{УД} = 30{,}42\,кА$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 31{,}5\,кА$	$I_{ПО} = 13{,}44\,кА$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 81\,кА$	$i_{УД} = 30{,}42\,кА$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2976\ кА^2/с$	$B_K = 13{,}44^2 \cdot (2 + 0{,}3 + 0{,}03) = 59{,}6\ кА^2/с$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Продолжение таблицы 54

1	2	3
$i_{a.норм} = 31,5 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{31,5}{100} = 14$ кА	$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 5,5$ кА	$i_{a.норм} \geq i_{a.\tau}$

5.2.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ

КРУ - это высоковольтное РУ, которое предназначено для приема, распределения и передачи электрической энергии.

КРУ собирается на самом предприятии производителя уже со встроенным силовым оборудованием, встроенное в КРУ оборудование проходит проверку на полную работоспособность. Собранные шкафы доставляют непосредственно на место установки, где производят монтажные и пусконаладочные работы.

Благодаря использованию КРУ есть возможность экономии времени на установку, а также экономии занимаемой площади.

КРУ является наиболее безопасным в обслуживании чем ОРУ, т.к. все токоведущие части изолированы.

В состав КРУ 70 входит:

– Оповещение о наличии напряжения.

– Оповещение о повышении температуры выше допустимой.

Главные и значимые преимущества данного КРУ:

– выгодное расположение ТТ и ТН;

– все основное оборудование производится на одном заводе;

– дистанционное управления выкатными элементами и разъединителем при помощи электропривода [10].

Сравнение каталожных и расчетных данных КРУ-СЭЩ-70 приведены в таблице 55.

Таблица 55 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{расч} \leq U_{ном}$

Продолжение таблицы 55

1	2	3
$I_{ном} = 2500\,\text{А}$	$I_{раб.мах} = 955\ \text{А}$	$I_{раб.\max} \le I_{ном}$
$i_{дин} = 81\,\text{кА}$	$i_{уд} = 30,42\ \text{кА}$	$i_{уд} \le i_{вкл}$
$I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер} = 2976\,\text{кА}^2\text{с}$	$B_k = 59,6\ \text{кА}$	$B_k \le I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер}$

5.2.3 Выбор разъединителей

В ОРУ 220 кВ устанавливаем разъединители РГНП-220/1000 УХЛ 1. Сравнение каталожных и расчетных данных в таблице 56.

Таблица 56 – Сравнение каталожных и расчетных данных РГНП-110/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220\ \text{кВ}$	$U_{расч} = 220\ \text{кВ}$	$U_{расч} \le U_{ном}$
$I_{ном} = 1000\ \text{А}$	$I_{раб.\max} = 126\,\text{А}$	$I_{раб.\max} \le I_{ном}$
$i_{дин} = 63\,\text{кА}$	$i_{уд} = 2,93\,\text{кА}$	$i_{уд} \le i_{дин}$
Главные ножи		
$I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер} = 4800\,\text{кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,86\ \text{кА}^2\text{с}$	$B_k \le I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер} = 4800\,\text{кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,86\,\text{кА}^2\text{с}$	$B_k \le I_{тер}{}^2 \cdot t_{тер}$

В ОРУ 110 кВ устанавливаем разъединители РГНП-110/1000 УХЛ 1

Сранение каталожных и расчетных данных показано в таблице 57

Таблица 57 – Сравнение каталожных и расчетных данных РГНП-110/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110\ \text{кВ}$	$U_{расч} = 110\ \text{кВ}$	$U_{расч} \le U_{ном}$
$I_{ном} = 1000\ \text{А}$	$I_{раб.\max} = 252\,\text{А}$	$I_{раб.\max} \le I_{ном}$
$i_{дин} = 63\ \text{кА}$	$i_{уд} = 4,89\,\text{кА}$	$i_{уд} \le i_{дин}$

Продолжение таблицы 57

1	2	3
Главные ножи		
$I_{тер}^{\ 2} \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с	$B_k = 10{,}87$ кА^{2}с	$B_k \le I_{тер}^{\ 2} \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^{\ 2} \cdot t_{тер} = 4800$ кА^{2}с	$B_k = 10{,}87$ кА^{2}с	$B_k \le I_{тер}^{\ 2} \cdot t_{тер}$

Данные разъединители соответствуют условиям выбора, поэтому можно смело принимать их к установке на ПС.

Для 10 кВ выбор разъединителей не требуется, т.к. они уже встроены в КРУ.

5.2.4 Выбор трансформаторов тока

Выберем трансформаторы тока для подстанции Полиметалл.

Найдем нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \le Z_{2НОМ}\,, \tag{71}$$

где Z_2 - вторичная нагрузка ТТ;

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

Индуктивное сопротивление ветвей не велико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2\,, \tag{72}$$

В состав вторичной нагрузки входят сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивление проводов для соединения $R_{ПР}$ и переходное сопротивление контактов:

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_К\,, \tag{73}$$

Для того чтобы произвести выбор трансформаторов тока, для начала необходимо найти количество и тип измерительных приборов, которые будут подключены во вторичную цепь трансформа тока, а также необходимо знать мощность нагрузки этих измерительных приборов и длину соединительных проводов [21].

Берут провода сечением не менее 2,5 мм^2 для меди и 4 мм^2 для алюминия. Максимальные сечения – 6 и 10 мм^2. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 58.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 58.

Таблица 58 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C
Амперметр	ВТ-1-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-1-ТК	1		
Варметр	ВТ-1-ТК	1		
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12	0,12	0,12
Счетчик РЭ		0,12	0,12	0,12
Итого		13,44		

Класс точности ТТ для электрических счетчиков равен 0,2 S.

Для того чтобы обеспечивался выбранный класс точности должно следующее условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_К), \quad (74)$$

На стороне высокого напряжения подстанции Полиметалл установим трансформатор тока ТГФМ 220.

Нагрузку на ТТ находим по формуле:

$$R_{НАГР} = \sum R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_К, \quad (75)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{ПР} = R_{2НОМ} - \sum R_{ПРИБ} - R_К \,, \tag{76}$$

где $R_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$R_{2НОМ}$ = 3 Ом - допустимое сопротивление нагрузки на выбранный трансформатор тока;

$\sum R_{ПРИБ}$ – сопротивление приборов, которые подключены к трансформатору тока на стороне высокого напряжения ПС Полиметалл определим по следующей формуле:

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \tag{77}$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность которая потребляется подключенными приборами;

$I_{2Н}$ - вторичный номинальный ток прибора.

Рассчитаем по формуле:

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{13,44}{5^2} = 0,538 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов примем $R_К = 0,05$ Ом

Сопротивление данного провода:

$$R_{ПР} = 2 - 0,535 - 0,05 = 1,412 \text{ Ом}$$

Находим сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \tag{78}$$

где l - это длина кабеля для соединения;

$\rho = 0,0283$ - это удельное сопротивление материала, для алюминия.

В таблице 59 представлена зависимость длины кабеля от номинального напряжения.

Таблица 59 – зависиммость соединительных проводов от напряжения

$U_н$, кВ	l, м
220	100
110	60
10	4

Сечение провода определяем по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,412} = 2,04 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель КВВГ с сечением 2,5 мм^2.

Сопротивление нагрузки будет:

$$Z_2 = 0,538 + 0,283 + 0,05 = 0,871 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 60.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ приведена в таблице 61.

Таблица 60 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_н = 220$ кВ	$U_р = 220$ кВ	$U_р \le U_н$
$I_н = 3000$ А	$I_р = 126$ А	$I_р \le I_н$
$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_2 = 0,871$ Ом	$Z_2 \le Z_{2ном}$
$I_{дин} = 150$ кА	$I_{уд} = 2,93$ кА	$I_{уд} \le I_{дин}$

Таблица 61 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C
Амперметр	ВТ-1-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-1-ТК	1		
Варметр	ВТ-1-ТК	1		
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12	0,12	0,12
Счетчик РЭ		0,12	0,12	0,12
Итого		13,44		

Класс точности 0,2 S.

На стороне высокого напряжения установим трансформатор тока ТОГФ 110.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 62.

Таблица 62 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_н = 110$ кВ	$U_р = 110$ кВ	$U_р \le U_н$
$I_н = 4000$ А	$I_р = 252$ А	$I_р \le I_н$
$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_2 = 0{,}871$ Ом	$Z_2 \le Z_{2ном}$
$I_{дин} = 160$ кА	$I_{уд} = 4{,}89$ кА	$I_{уд} \le I_{дин}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по условиям и мы его можем принять к установке.

Выбираем трансформаторы тока на сторону НН. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ представлена в таблице 63.

Таблица 63 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C
Амперметр	ВТ-1-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-1-ТК	1		
Варметр	ВТ-1-ТК	1		
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12	0,12	0,12
Счетчик РЭ		0,12	0,12	0,12
Итого		6,72		

Класс точности трансформаторов тока для электрических счетчиков должен быть равен 0,2 S.

На стороне низкого напряжения установим трансформатор тока ТОЛ СЭЩ 10.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 64.

Таблица 64 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_н = 10$ кВ	$U_р = 10$ кВ	$U_р \le U_н$
$I_н = 3000$ А	$I_р = 955$ А	$I_р \le I_н$
$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_2 = 1,682$ Ом	$Z_2 \le Z_{2ном}$
$I_{дин} = 300$ кА	$I_{уд} = 30,42$ кА	$I_{уд} \le I_{дин}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по данным условиям.

5.2.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения могут быть выбраны по следующим параметрам [21]:

- напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \tag{79}$$

-конструкция и схема соединения обмоток;

- класс точности;

- вторичная нагрузка:

$$S_{2\sum} \leq S_{ном}, \tag{80}$$

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

$S_{2\sum}$ – нагрузка подключенных приборов к ТН.

Для более простого расчёта нагрузку приборов не будем разделять по фазам, следовательно,

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \tag{81}$$

Если нагрузка на вторичной обмотке превышает номинальную мощность ТТ, то должен быть установлен второй трансформатор и к нему уже идет перераспределение.

В РУ подстанций установлены трансформаторы напряжения для питания обмоток вольтметров приборов учета и контроля, устройств релейной защиты и автоматики подстанций.

Список приборов, подключаемых к вторичной обмотке трансформатора напряжения приведен в таблице 65.

Таблица 65 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество,шт	Тип	Нагрузка P, Вт
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого			52
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
			52
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
			52

Каталожные данные ТН-220 кВ представлены в таблице 66.

Таблица 66 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНОГ М 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{н} = 400$ ВА	$S_{2\sum} = 52$ ВА	$S_{2\sum} \leq S_{ном}$

Каталожные данные ТН-110 кВ представлены в таблице 67.

Таблица 67 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНОГ М 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данноые	Условия выбора
$U_{н} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{н} = 300$ ВА	$S_{2\sum} = 52$ ВА	$S_{2\sum} \leq S_{ном}$

Каталожные данные ТН-10 кВ представлены в таблице 68.

Таблица 68 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН НАМИ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{н} = 100$ ВА	$S_{2\sum} = 52$ ВА	$S_{2\sum} \leq S_{ном}$

5.2.6 Выбор ОПН

Произведем выбор ОПН для ПС Полиметалл

ОПН – электрический аппарат, предназначенный для защиты от перенапряжений, в нем не искровых промежутков.

Максимальное рабочее напряжение на ПС (на конце отходящих присоединений) в нормальном режиме не должно превышать $1{,}2 \cdot U$ в сетях напряжением до 35 кВ и $1{,}15 \cdot U$ – в сетях от 35 до 220 кВ [21].

$$U_{н.р.} = 1{,}15 \cdot U_{ном} \quad (82)$$

$$U_{н.р.} = 1{,}15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

Определим расчетную величинунапряжения длительно допустимого на самом ОПН:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_{В}}, \quad (83)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{253}{1,54} = 164$$

По рассчитанному длительно допустимому напряжению выберем ОПН-П 220/176-10/800(III) УХЛ 1

Удельная энергоемкость данного ОПН составляет 3, 5 кДж/кВ, соответственно III класс по энергоемкости.

Выбираем ОПН для 110 кВ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{кВ}$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ}$$

Выбираем ОПН-П-110/10 УХЛ 1

Удельная энергоемкость данного ОПН составляет 2,75 кДж/кВ, соответственно 2 класс по энергоемкости.Выбираем ОПН для 10 кВ:

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{кВ}$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,3 \text{ кВ}$$

Выбираем ОПН-П-10/12,7 УХЛ 1. Удельная энергоемкость равна 1,5 кДж/кВ - I класс энергоемкости.

5.3 Выбор оборудования для ПС Албазино

5.3.1 Выбор выключателей

На средней стороне подстанции Албазино устанавливаем выключатели ВЭБ-110.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВЭБ-110 приведены в таблице 69.

Таблица 69 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-110

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	4
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 2500$ А	$I_{Р.МАХ} = 252$ А	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$

Продолжение таблицы 69

$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 0,84\,\text{кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{\text{ВКЛ}.НОМ} = 40\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 0,84\,\text{кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 102\,\text{кА}$	$i_{УД} = 1,9\,\text{кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 40\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 0,84\,\text{кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 102\,\text{кА}$	$i_{УД} = 1,9\,\text{кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800\ \text{кА}^2/\text{с}$	$B_K = 0,84^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 1,64\ \text{кА}^2/\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 22,63\ \text{кА}$	$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,16 \cdot e^{-\frac{0,01+0,05}{0,03}} = 0,187\ \text{кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

На нижней стороне устанавливаем выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-40/3150 У2. Параметры выбранного выключателя показаны в таблице 70.

Таблица 70 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-40/3150 У2

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10\ \text{кВ}$	$U_{УСТ} = 10\ \text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150\,\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 2772\,\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 7,57\,\text{кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{\text{ВКЛ}.НОМ} = 25\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 7,57\,\text{кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПИК} = 81\,\text{кА}$	$i_{УД} = 17,13\,\text{кА}$	$i_{ПИК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 40\,\text{кА}$	$I_{ПО} = 7,57\,\text{кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 81\,\text{кА}$	$i_{УД} = 17,13\,\text{кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2976\ \text{кА}^2/\text{с}$	$B_K = 7,57^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 56,6\ \text{кА}^2/\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} = 25,6\ \text{кА}$	$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 8,73\ \text{кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

5.3.2 Выбор комплектных распределительных устройств 10 кВ

Сравнение каталожных и расчётных данных КРУ-СЭЩ-70 по условиям выбора показаны в таблице 71.

Таблица 71 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10\,кВ$	$U_{расч} = 10$ кВ	$U_{расч} \le U_{ном}$
$I_{ном} = 3150\,А$	$I_{раб.мах} = 2772$ А	$I_{раб.max} \le I_{ном}$
$i_{дин} = 81\,кА$	$i_{уд} = 17{,}13$ кА	$i_{уд} \le i_{вкл}$
$I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер} = 2976\,кА^2с$	$B_k = 56{,}6$ кА	$B_k \le I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер}$

5.3.3 Выбор разъединителей

В ОРУ 110 кВ устанавливаем разъединители РГНП-110/1000 УХЛ 1

Сверку каталожных и расчётных данных разъединителя РГНП-110/1000 показаны в таблице 72.

Таблица 72 – Сравнение каталожных и расчетных данных РГНП-110/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{расч} = 110$ кВ	$U_{расч} \le U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.max} = 252$ А	$I_{раб.max} \le I_{ном}$
$i_{дин} = 63$ кА	$i_{уд} = 1{,}9$ кА	$i_{уд} \le i_{дин}$
Главные ножи		
$I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер} = 4800\,кА^2с$	$B_k = 1{,}54$ кА^{2}с	$B_k \le I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер}$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер} = 4800\,кА^2с$	$B_k = 1{,}54\,кА^2с$	$B_k \le I_{тер}^{\,2} \cdot t_{тер}$

Для 10 кВ выбор разъединителей не требуется, т.к. они встроены в КРУ.

5.3.4 Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформаторы тока на сторону ВН

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ показана в таблице 73.

Таблица 73 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C
Амперметр	ВТ-1-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-1-ТК	1		
Варметр	ВТ-1-ТК	1		
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12	0,12	0,12
Счетчик РЭ		0,12	0,12	0,12
Итого		6,72		

Класс точности трансформаторов тока для электрических счетчиков должен быть 0,2 S.

На стороне высокого напряжения установим ТТ ТОГФ 110.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 74.

Таблица 74 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_н = 110$ кВ	$U_р = 110$ кВ	$U_р \le U_н$
$I_н = 4000$ А	$I_р = 252$ А	$I_р \le I_н$
$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_2 = 1,682$ Ом	$Z_2 \le Z_{2ном}$
$I_{дин} = 160$ кА	$I_{уд} = 1,9$ кА	$I_{уд} \le I_{дин}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по данным условиям и может быть принят к установке.

Выбираем трансформаторы тока на сторону НН.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ представлена в таблице 75.

Таблица 75 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		A	B	C
Амперметр	ВТ-1-ТК	1		
Ваттметр	ВТ-1-ТК	1		
Варметр	ВТ-1-ТК	1		
Счетчик АЭ	Меркурий 233	0,12	0,12	0,12
Счетчик РЭ		0,12	0,12	0,12
Итого		6,72		

Класс точности трансформатора тока 0,2 S.

На стороне низкого напряжения установим трансформатор тока ТОЛ СЭЩ 10.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 76.

Таблица 76 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_н = 10$ кВ	$U_р = 10$ кВ	$U_р \le U_н$
$I_н = 3000$ А	$I_р = 2772$ А	$I_р \le I_н$
$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_2 = 1,682$	$Z_2 \le Z_{2ном}$
$I_{дин} = 300$ кА	$I_{уд} = 17,13$ кА	$I_{уд} \le I_{дин}$

Как видим по результатам трансформатор тока подходит по данным условиям и может быть принят к установке.

5.3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения показана в таблице 77.

Таблица 77 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество,шт	Тип	Нагрузка P, Вт
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
			52
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
			52

Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНОГ М 110 кВ представлены в таблице 78.

Таблица 78 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН ЗНОГ М 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{н} = 200$ ВА	$S_{2\sum} = 52$ ВА	$S_{2\sum} \leq S_{ном}$

Каталожные данные ТН-10 кВ представлены в таблице 79.

Таблица 79 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН НАМИ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{н} = 100$ ВА	$S_{2\sum} = 52$ ВА	$S_{2\sum} \leq S_{ном}$

5.3.6 Выбор ОПН

Произведем выбор ОПН для ПС Албазино

Определим расчетную величину максимально допустимого напряжения на самом ограничителе, определим по формуле:

$$U_{н.р.} = 1{,}15 \cdot U_{ном} \quad (84)$$

$$U_{н.р.} = 1{,}15 \cdot 110 = 126{,}5\,кВ$$

Расчетная величина длительно-допустимого напряжения на ОПН определим по следующей формуле

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}\ , \quad (85)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126{,}5}{1{,}48} = 85{,}47$$

Выбираем ОПН-П-110/10 УХЛ 1.

Выбираем ОПН для 10 кВ:

$$U_{н.р.} = 1{,}1 \cdot 10 = 11\,кВ$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0{,}9} = 12{,}3\ кВ$$

Выбираем ОПН-П-10/12,7 УХЛ 1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написания магистерской диссертации был выполнен ряд инженерных задач, показывающих умения магистранта.

В магистерской диссертации дана климатическая и экономическая характеристика районов проектирования подстанций. Также проведен структурный анализ существующей сети Хабаровского края и выполнен анализ схемно-режимной ситуации электрической сети района проектирования. Выпонен расчет и анализ режимов электрической сети с прогнозной нагрузкой до подключения проектируемых подстанций Полиметалл и Албазино, а также после.

На основании результатов расчетов и анализа режимов, разработан оптимальный вариант подключения подстанций Полиметалл и Албазино к электроэнергетической сети с использованием инновационных технологий.

Предложенные инновационные технологии: система мониторинга силовых трансформаторов, система мониторинга технического состояния ЛЭП, система интеллектуального учета Smart Metering, композитные опоры фирмы «Феникс», компактизированные провода АСку.

Так же был произведен экономический расчет капиталовложения, расчет эксплуатационных издержек, так же посчитаны среднегодовые эксплуатационные затраты. Произведен расчет оценки экономической эффективности проекта и срок окупаемости.

Рассчитаны токи КЗ в ПВК Rastr Win 3 и произведен выбор оборудования для выбранного варианта подключения подстанций Полиметалл и Албазино.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева. – М.: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 52 с.

2 Бурман А.П., Основы современной энергетики: в 2 т. Том 2. Современная электроэнергетика: учебник для вузов: в 2 т. / - М. : Издательский дом МЭИ, 2019.

3 Бурман А.П., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 336 с.

4 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: http://www.uetm.ru/products/146/ (дата обращения: 14.05.22).

5 Герасименко А.А Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720

6 Герасимов В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Герасимов В.Г. - М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

7 Герасимов В.Г., Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Герасимов В.Г. - М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

8 Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электротехнического оборудования станций и подстанций / под ред. П.И. Устинова. М.: Энергия, 1974. – 570 с.

9 Гончарюк Н.В. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий / Н.В. Гончарюк, В.И. Фролов. – Электричество,2003. - № 5. — С. 3-12.

10 ГОСТ 32144-13. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2013-22-06. - М.: Изд-во стандартов, 2. – IV, 20 с

11 ГОСТ 32145 - 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». – М.: Стандартинформ, 2014. — официальное издание.

12 Долгополов А.Г., Ивакин В.Н. Реакторное оборудование.

13 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство. / Ю. С. Железко. – М.: НЦ ЭНАС, 2009 – 456 с.

14 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. / В.И. Идельчик. – М: Энергоатомиздаг, 1989 – 594 с.

15 Инновационные конструкции неизолироанных проводов [Электронный ресурс]: https://www.uncomtech.ru/printed-catalog.

16 Казакул, Алексей Александрович. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике [Электронный ресурс]: метод. указ. для самост. работы студентов / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 109 с. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6851.pdf

17 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с

18 Композитные опоры [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.fenix88.nsk.su/prod_kom_opor.php.

19 Крючков. И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.

20 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

21 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и

подстанций [Текст]: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2002. - 140 с.: табл., рис. - Библиогр.: с. 139. URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7362.pdf (дата обращения: 12.05.2022).

22 Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 1. Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 480 с

23 Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Под ред. Ю.Н. Руденко. Том. 2. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 358 с

24 Наумов, И.В. Управление качеством электрической энергии [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И. В. Наумов; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 111 с.

25 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.

26 Неуймин В.Г. Программный комплекс «RastrWin3»: руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. Екатеринбург: программное обеспечение 2013. – 266 с.

27 Официальный сайт «Ресурсы Албазино» https://www.polymetalinternational.com/ru/assets.

28 Официальный сайт Министерства энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/ (дата обращения: 06.04.2022).

29 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.so-ups.ru/?id=oes_east (дата обращения: 18.04.2022).

30 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/ (дата обращения: 08.04.2022).

31 Официальный сайт ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/ (дата обращения: 07.04.2022).

32 Официальный сайт администрации муниципального района Солнечный [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://solnechniyadm.khabkrai.ru/ (дата обращения: 03.02.2022).

33 Официальный сайт администрации муниципального района имени Полины Осипенко [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://raionosipenkoadm.khabkrai.ru/ (дата обращения: 03.02.2022).

34 Пономаренко В.Я., Анализ потенциала развития систем накопления электроэнергии в России / Ю. В. Мясоедов, В. Я. Пономаренко // Молодёжь XXI века: шаг в будущее: материалы XXII региональной научно - практической конференции (20 мая 2021 г.) – Благовещенск: Изд-во БГПУ, 2021. – С. 880 – 881.

35 Пономаренко В.Я., Оценка эффективности сметных программ при строительстве электроэнергетических объектов / Ю. В. Мясоедов, В. Я. Пономаренко // Молодёжь XXI века: шаг в будущее: материалы XXIII региональной научно - практической конференции (24 мая 2022 г.) – Благовещенск: Дальневосточный ГАУ, 2022. – С. 116 – 117.

36 Поспелов Г.Е., Электрические системы и сети: уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – Мн.: Высш. шк., 2013. - 308 с.

37 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс] / . — Электрон. текстовые данные. — М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013. — 348 c.

38 Правила устройства электроустановок [Текст]: - 7-е изд. - М.: Омега-Л, 2006. - 269 с.

39 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию"

40 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс]: учебное пособие. — Москва: ЭНАС, 2013. — 152 с. — Режим доступа: https://e.lanbook.com/book/104547. (дата обращения: 21.05.2022)

41 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.

42 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. – URL : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf. (дата обращения 12.04.2022).

43 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

44 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс]: метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр, и доп. − Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. − 36 с.

45 Савина, Н.В. Современные электроэнергетические системы [Электронный ресурс]: метод. указания к практ. занятиям для магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр, и доп. − Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. − 48 с.

46 Система мониторинга воздушных линий электропередач [Электронный ресурс]. URL: https://gridology.ru/projects/1231 (дата обращения 18.05.22).

47 Система мониторинга и диагностики состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: https://dimrus.com/tdm.html (дата обращения 21.05.22).

48 Smart Metering, Осика Л.К. Расчетные методы интеллектуальных измерений в задачах учета и сбережения электроэнергии. Практическое пособие/2013. – 422 с.

49 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021-2025 годы. Том 1. Пояснительная записка. [Электронный ресурс]. Режим

доступа: https://tek.khabkrai.ru/?menu=getfile&id=2156&view=1 (дата обращения 25.03.2022).

50 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. URL: http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240010-2008.pdf.

51 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. — Москва: Издательство Юрайт, 2019. — 446 с.

52 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с

53 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012.

54 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс]: справ. — Электрон. дан. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа: https://e.lanbook.com/book/72341 (дата обращения: 08.04.2022).

55 Эксплуатация электрических сетей и систем электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / АмГУ, Эн.ф.; А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачёва. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет экономических показателей

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

$k_{инф} := 9.16$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ,
провод АСку 120 длина ЛЭП 235 км и ВЛ 220 кВ АС 240 длина ЛЭП 10 км:

$k_{тч1} := 1179$ тыс.руб/км $l1 := 470$ км $k_{тч2} := 1470$ $l2 := 10$

$K_{ВЛ1} := k_{тч1} \cdot l1 = 554130$ тыс.руб $K_{ВЛ2} := k_{тч2} \cdot l2 = 1.47 \times 10^4$ тыс.руб

$K_{ВЛ} := K_{ВЛ1} + K_{ВЛ2} = 5.6883 \times 10^5$ тыс.руб

Капиталовложения в демонтаж участка ВЛ Березовая-Горин:

$K_{двл} := 5.85$

$K_{дем} := (0.21 \cdot K_{двл}) \cdot k_{инф} = 11.25306$

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 220/35/10 мощностью 63 МВА,110/6 мощностью 40:

$k_{ат220} := 13475$ тыс.руб $k_{тр110} := 8000$

$K_{тр.} := \left[(2 \cdot k_{ат220}) + (2 \cdot k_{тр110})\right] \cdot k_{инф} = 393422$ тыс.руб

Капиталовложения в ОРУ Полиметалл и Албазино:

$k_{ору.220} := 9750$ тыс.руб $k_{ору.110} := 6580$ тыс.руб

$K_{ору.} := (4 \cdot k_{ору.220} + 6 \cdot k_{ору.110}) \cdot k_{инф} = 718876.8$ тыс.руб

$K_{КУ} := 18800 \cdot k_{инф} = 1.72208 \times 10^5$ тыс.руб

Капиталовложения в постоянные затраты:

$K_{пост.} := 27500 \cdot k_{инф} = 251900$ тыс.руб

Суммарные капиталовложения в ПС:

$K_{ПС} := K_{тр.} + K_{пост.} + K_{ору.} + K_{дем} + K_{КУ} = 1536418.053$ тыс.руб

Общие капиталовложения:

$K_{об} := K_{ПС} + K_{ВЛ} = 2105248.053$ тыс.руб

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 1

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$\alpha_{рэовл} := 0.008$ $\alpha_{рэопс} := 0.059$

$U_{ЭР} := \alpha_{рэовл} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{рэопс} \cdot K_{ПС} = 95199.305$ тыс.руб.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы Т=20 лет:

$U_{ам.пс} := \frac{K_{ПС}}{20} = 76820.903$ тыс.руб.

$U_{ам.вл} := \frac{K_{ВЛ}}{20} = 28441.5$ тыс.руб.

$U_{AM} := U_{ам.пс} + U_{ам.вл} = 105262.403$ тыс.руб.

Издержки на потери:

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

$\Delta P_{сети} := 13.23$ МВт

$\Delta W_{сети} := \Delta P_{сети} \cdot 4600 = 60858$ МВт*ч

Стоймость потерь электроэнергии:

$c_{\Delta W} := 1.6$ тыс.руб./МВтч

$U_{\Delta W} := \Delta W_{сети} \cdot c_{\Delta W} = 97372.8$ тыс.руб.

Эксплуатационные издержки:

$U := U_{AM} + U_{ЭР} + U_{\Delta W} = 297834.508$ тыс.руб.

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

$k_{инф} := 9.16$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для двухцепной ВЛ 110 кВ,
провод АСку 120 длина ЛЭП 248 км и замена Провода Комсомольская-Старт :

$k_{тч1} := 1179$ тыс.руб/км $\quad l1 := 496$ км $\quad k_{тч2} := 1470$ тыс.руб/км $\quad l2 := 22.78$ км

$K_{ВЛ1} := k_{тч1} \cdot l1 = 584784$ тыс.руб $\quad K_{ВЛ2} := k_{тч2} \cdot l2 = 33486.6$ $\quad K_{ВЛ} := K_{ВЛ1} + K_{ВЛ2} = 6.18271 \times 10^5$

Капиталовложения в демонтаж трансформаторов на ПС Березовая и
ВЛ Комсомольская-Старт:

$K_{дт} := 16.7$ $\quad K_{вл} := 5.85$

$K_{демтр} := (2 \cdot K_{дт}) \cdot k_{инф} = 305.944$ $\quad K_{демвл} := (22.78 \cdot K_{вл}) \cdot k_{инф} = 1.22069 \times 10^3$

Капиталовложения в трансформаторы: $K_{дем} := K_{демтр} + K_{демвл} = 1.52663 \times 10^3$

Капиталовложения в трансформаторы 220/35/10 мощностью 63 МВА,110/6 мощностью 40:

$k_{ат220} := 13475$ тыс.руб $\quad k_{тр110} := 8000$

$K_{тр.} := \left[(2 \cdot k_{ат220}) + (2 \cdot k_{тр110}) + 4400\right] \cdot k_{инф} = 433726$ тыс.руб

Капиталовложения в ОРУ ПС Березовая, ПП Полиметалл и ПС Албазино:

$k_{ору.110} := 9580$ тыс.руб

$K_{ору.} := (10 \cdot k_{ору.110}) \cdot k_{инф} = 877528$ тыс.руб

$K_{КУ} := 18800 \cdot k_{инф} = 1.72208 \times 10^5$ тыс.руб

Капиталовложения в постоянные затраты:

$K_{пост.} := 27500 \cdot k_{инф} = 251900$ тыс.руб

Суммарные капиталовложения в ПС:

$K_{ПС} := K_{тр.} + K_{пост.} + K_{ору.} + K_{дем} + K_{КУ} = 1736888.633$ тыс.руб

Общие капиталовложения:

$K_{об} := K_{ПС} + K_{ВЛ} = 2355159.233$ тыс.руб

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта № 2

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$\alpha_{рэовл} := 0.008$ $\alpha_{рэопс} := 0.059$

$U_{ЭР} := \alpha_{рэовл} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{рэопс} \cdot K_{ПС} = 107422.594$ тыс.руб.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы Т=20 лет:

$U_{ам.пс} := \frac{K_{ПС}}{20} = 86844.432$ тыс.руб.

$U_{ам.вл} := \frac{K_{ВЛ}}{20} = 30913.53$ тыс.руб.

$U_{АМ} := U_{ам.пс} + U_{ам.вл} = 117757.962$ тыс.руб.

Издержки на потери:

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

$\Delta P_{сети} := 18.9$ МВт

$\Delta W_{сети} := \Delta P_{сети} \cdot 4600 = 86940$ МВт*ч

Стоймость потерь электроэнергии:

$c_{\Delta W} := 1.6$ тыс.руб./МВтч

$U_{\Delta W} := \Delta W_{сети} \cdot c_{\Delta W} = 139104$ тыс.руб.

Эксплуатационные издержки:

$U := U_{АМ} + U_{ЭР} + U_{\Delta W} = 364284.556$ тыс.руб.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет ЧДД для выбранного варианта

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

Годовая прибыль:

$О := W_{год} \cdot Т_э \qquad Т_э := 3.5$ руб/кВт*ч

Переданная электроэнергия за год:

$W_{год} := P_р \cdot T_{max} \qquad T_{max} := 5000$ ч

Переданная электроэнергия за год:

$W_{год} := 503277000$ кВт*ч

Годовая прибыль:

$О := \left(W_{год} \cdot Т_э\right) \cdot 10^{-3} = 1.761 \times 10^{6}$ тыс.руб

Экономическая эффективность:

$И := И_1 - И_{ам1} = 1.926 \times 10^{5}$ тыс.руб

$П_{год} := О - И = 1.569 \times 10^{6}$ тыс.руб

Налог на прибыль:

$Н := П_{год} \cdot 0.24 = 3.765 \times 10^{5}$ тыс.руб

Чистый дисконтированный доход:

$$ЧДД := \Sigma\left[\frac{Э_t}{\left(1 + E_н\right)^t}\right]$$

Капиталовложения в первый год:

$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 8.421 \times 10^{5}$ тыс.руб

Капиталовложения во второй год:

$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.263 \times 10^{6}$ тыс.руб

Первый год:

$E_н := 0.08$

$Э_1 := -И - K_{t1} = -1.035 \times 10^{6}$ тыс.руб

$$ЧДД_1 := \frac{Э_1}{(1+E_н)^1} = -9.58 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{1.} := ЧДД_1 = -9.58 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Второй год:

$$Э_2 := -И - К_{t2} = -1.456 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_2 := \frac{Э_2}{(1+E_н)^2} = -1.248 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{2.} := ЧДД_{1.} + ЧДД_2 = -2.206 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Третий год:

$$Э_3 := О - И - Н = 1.192 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_3 := \frac{Э_3}{(1+E_н)^3} = 9.465 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{3.} := ЧДД_{2.} + ЧДД_3 = -1.26 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$Э := Э_3 = 1.192 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_4 := \frac{Э}{(1+E_н)^4} = 8.764 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{4.} := ЧДД_{3.} + ЧДД_4 = -3.831 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_5 := \frac{Э}{(1+E_н)^5} = 8.115 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{5.} := ЧДД_{4.} + ЧДД_5 = 4.284 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_6 := \frac{Э}{(1+E_н)^6} = 7.514 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{6.} := ЧДД_{5.} + ЧДД_6 = 1.18 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_7 := \frac{Э}{(1+E_н)^7} = 6.957 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{7.} := ЧДД_{6.} + ЧДД_7 = 1.876 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_8 := \frac{Э}{(1+E_н)^8} = 6.442 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{8.} := ЧДД_{7.} + ЧДД_8 = 2.52 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_9 := \frac{Э}{(1+E_н)^9} = 5.965 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{9.} := ЧДД_{8.} + ЧДД_9 = 3.116 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{10} := \frac{Э}{(1+E_н)^{10}} = 5.523 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{10.} := ЧДД_{9.} + ЧДД_{10} = 3.668 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{11} := \frac{Э}{(1+E_н)^{11}} = 5.114 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{11.} := ЧДД_{10.} + ЧДД_{11} = 4.18 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{12} := \frac{Э}{(1+E_н)^{12}} = 4.735 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{12.} := ЧДД_{11.} + ЧДД_{12} = 4.653 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{13} := \frac{Э}{(1+E_н)^{13}} = 4.384 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{13.} := ЧДД_{12.} + ЧДД_{13} = 5.092 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{14} := \frac{Э}{(1+E_н)^{14}} = 4.06 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{14.} := ЧДД_{13.} + ЧДД_{14} = 5.498 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{15} := \frac{Э}{(1+E_н)^{15}} = 3.759 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{15.} := ЧДД_{14.} + ЧДД_{15} = 5.874 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{16} := \frac{Э}{(1+E_н)^{16}} = 3.48 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

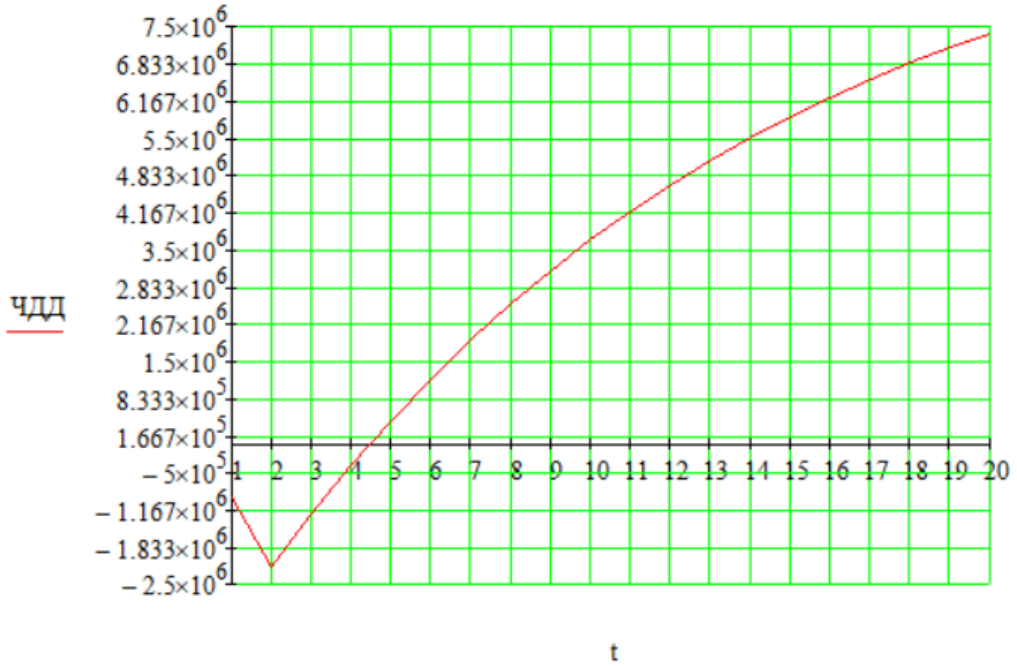
$$ЧДД_{16.} := ЧДД_{15.} + ЧДД_{16} = 6.222 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{17} := \frac{Э}{(1+E_н)^{17}} = 3.223 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{17.} := ЧДД_{16.} + ЧДД_{17} = 6.544 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{18} := \frac{Э}{(1+E_н)^{18}} = 2.984 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$ЧДД_{18.} := ЧДД_{17.} + ЧДД_{18} = 6.842 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$ИДД := \frac{ЧДД_{20.}}{К_1} + 1 = 4.503$$

ИДД>1, следовательно, проект экономически эффективен.

Чистый доход:

$ЧД := \Sigma Э_t$

$ЧД_1 := Э_1 = -1.035 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{1.} := ЧД_1 = -1.035 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_2 := Э_2 = -1.456 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{2.} := ЧД_{1.} + ЧД_2 = -2.49 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_3 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{3.} := ЧД_{2.} + ЧД_3 = -1.298 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_4 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{4.} := ЧД_{3.} + ЧД_4 = -1.057 \times 10^5$ тыс.руб

$ЧД_5 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{5.} := ЧД_{4.} + ЧД_5 = 1.087 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_6 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{6.} := ЧД_{5.} + ЧД_6 = 2.279 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_7 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{7.} := ЧД_{6.} + ЧД_7 = 3.471 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_8 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{8.} := ЧД_{7.} + ЧД_8 = 4.664 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_9 := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{9.} := ЧД_{8.} + ЧД_9 = 5.856 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{10} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{10.} := ЧД_{9.} + ЧД_{10} = 7.049 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{11} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{11.} := ЧД_{10.} + ЧД_{11} = 8.241 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{12} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{12.} := ЧД_{11.} + ЧД_{12} = 9.433 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{13} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{13.} := ЧД_{12.} + ЧД_{13} = 1.063 \times 10^7$ тыс.руб

$ЧД_{14} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

$ЧД_{14.} := ЧД_{13.} + ЧД_{14} = 1.182 \times 10^7$ тыс.руб

$ЧД_{15} := Э = 1.192 \times 10^6$ тыс.руб

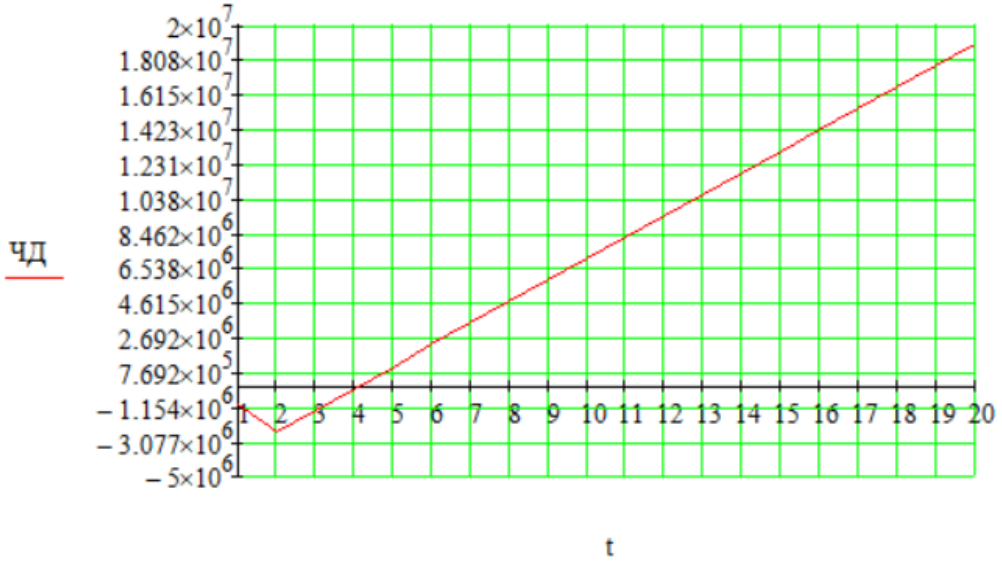
$ЧД_{16} := Э = 1.192 \times 10^{6}$ тыс.руб $\quad ЧД_{16.} := ЧД_{15.} + ЧД_{16} = 1.42 \times 10^{7}$ тыс.руб

$ЧД_{17} := Э = 1.192 \times 10^{6}$ тыс.руб $\quad ЧД_{17.} := ЧД_{16.} + ЧД_{17} = 1.54 \times 10^{7}$ тыс.руб

$ЧД_{18} := Э = 1.192 \times 10^{6}$ тыс.руб $\quad ЧД_{18.} := ЧД_{17.} + ЧД_{18} = 1.659 \times 10^{7}$ тыс.руб

$ЧД_{19} := Э = 1.192 \times 10^{6}$ тыс.руб $\quad ЧД_{19.} := ЧД_{18.} + ЧД_{19} = 1.778 \times 10^{7}$ тыс.руб

$ЧД_{20} := Э = 1.192 \times 10^{6}$ тыс.руб $\quad ЧД_{20.} := ЧД_{19.} + ЧД_{20} = 1.897 \times 10^{7}$ тыс.руб



Простой срок окупаемости составит 4 года.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 4 года 5 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{Э_t}{К} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{Э_1}{К_1} \cdot 100 = -49.147\%$$

$$R_2 := \frac{Э_2}{К_1} \cdot 100 = -69.147\%$$

$$R_3 := \frac{Э_3}{К_1} \cdot 100 = 56.638\ \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2,105 млрд руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД>1 (ИДД=4,503). Рентабельность проекта составит 56,6% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет надежности для выбранного варианта

Параметры элементов.

ВЛ 220 кВ

$\omega_{вл220} := 0.5 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{вл220} := 2.\frac{1}{год}$

$Тв_{вл220} := 11 \ ч$ $Тр_{вл220} := 1 \ ч$

Вероятность отказа дана на 100 км длины,поэтому

$l_1 := 5 \ км$ $\omega_1 := \omega_{вл220} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.025$

$l_2 := 5 \ км$ $\omega_2 := \omega_{вл220} \cdot \frac{l_2}{100} = 0.025$

Шины 220 кВ

$\omega_{ш220} := 0.013 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{ш220} := 0.166 \ \frac{1}{год}$

$Тв_{ш220} := 5 \ ч$ $Тр_{ш220} := 3 \ ч$

Трансформаторы 220 кВ, мощностью 10-80 МВт

$\omega_т := 0.035 \ \frac{1}{год}$ $\mu_т := 0.166 \ \frac{1}{год}$

$Тв_т := 60 \ ч$ $Тр_т := 30 \ ч$

Выключатели 220 кВ

$\omega_{в220} := 0.016 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{в220} := 0.8 \ \frac{1}{год}$

$Тв_{в220} := 25 \ ч$ $Тр_{в220} := 15 \ ч$

ВЛ 110 кВ

$\omega_{вл110} := 1.7 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{вл110} := 3.\frac{1}{год}$

$Тв_{вл110} := 11 \ ч$ $Тр_{вл110} := 1 \ ч$

$l_3 := 235 \ км$ $\omega_3 := \omega_{вл110} \cdot \frac{l_3}{100} = 3.995$

$l_4 := 235 \ км$ $\omega_4 := \omega_{вл110} \cdot \frac{l_4}{100} = 3.995$

Шины 110 кВ

$\omega_{ш110} := 0.016 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{ш110} := 0.166 \ \frac{1}{год}$

$Тв_{ш110} := 5 \ ч$ $Тр_{ш110} := 4 \ ч$

Трансформаторы 110 кВ, мощностью 10-80 МВт

$\omega_{т2} := 0.014 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{т2} := 0.166 \ \frac{1}{год}$

$Тв_{т2} := 70 \ ч$ $Тр_{т2} := 28 ч$ $\frac{1}{год}$

Выключатели 110 кВ

$\omega_{в110} := 0.017 \ \frac{1}{год}$ $\mu_{в110} := 0.8$

$Тв_{в110} := 20 \ ч$ $Тр_{в110} := 12 \ ч$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы

ВЛ 220 кВ

$$q_{вл1} := \frac{\omega_1 \cdot Тв_{вл220}}{8760} = 3.139 \times 10^{-5}$$

$$q_{вл2} := \frac{\omega_2 \cdot Тв_{вл220}}{8760} = 3.139 \times 10^{-5}$$

$p_{вл1} := 1 - q_{вл1} = 0.99997$

$p_{вл2} := 1 - q_{вл2} = 0.99997$

ВЛ 110 кВ

$$q_{вл3} := \frac{\omega_3 \cdot Тв_{вл110}}{8760} = 5.017 \times 10^{-3}$$

$$q_{вл4} := \frac{\omega_4 \cdot Тв_{вл110}}{8760} = 5.017 \times 10^{-3}$$

$p_{вл1} := 1 - q_{вл3} = 0.99498$

$p_{вл2} := 1 - q_{вл4} = 0.99498$

Шины 220

$$q_{ш220} := \frac{\omega_{ш220} \cdot Тв_{ш220}}{8760} = 7.42 \times 10^{-6}$$

$p_{ш220} := 1 - q_{ш220} = 0.99999$

Шины 110

$$q_{ш110} := \frac{\omega_{ш110} \cdot Тв_{ш110}}{8760} = 9.132 \times 10^{-6}$$

$p_{ш110} := 1 - q_{ш110} = 0.99999$

Трансформаторы 220

$$q_т := \frac{\omega_т \cdot Тв_т}{8760} = 2.397 \times 10^{-4}$$

$p_т := 1 - q_т = 0.99976$

Трансформаторы 110

$$q_{т2} := \frac{\omega_{т2} \cdot Тв_{т2}}{8760} = 1.119 \times 10^{-4}$$

$p_т := 1 - q_{т2} = 0.99989$

Выключатели 220 кВ

$$q_{в220} := \frac{\omega_{в220} \cdot Тв_{в220}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$p_{в220} := 1 - q_{в220} = 0.99995$

Выключатели 110 кВ

$$q_{в110} := \frac{\omega_{в110} \cdot Тв_{в110}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5}$$

$p_{в110} := 1 - q_{в110} = 0.99996$ $k_{апв} := \frac{1}{13}$

$$q_{ст.вык220} := \frac{\omega_{в220} \cdot Тв_{в220}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \qquad p_{ст.вык220} := 1 - q_{ст.вык220}$$

$$q_{Qвык220} := q_{ст.вык220} \cdots + a_{кзв110} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (1 - p_{ст.вык220} \cdot p_{вл1}) \cdot (1 - p_{дфзвл} \cdot p_{дзш}) \cdots + a_{о.п} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 6.635 \times 10^{-5}$$

$$q_{ст.вык110} := \frac{\omega_{в110} \cdot Тв_{в110}}{8760} = 3.881 \times 10^{-5} \qquad p_{ст.вык110} := 1 - q_{ст.вык110}$$

$$q_{Qвык110} := q_{ст.вык110} \cdots + a_{кзв110} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (1 - p_{ст.вык110} \cdot p_{вл1}) \cdot (1 - p_{дфзвл} \cdot p_{дзш}) \cdots + a_{о.п} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 5.95 \times 10^{-5}$$

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

$$q_I := (q_{вл1} + q_{Qвык220}) \cdot (q_{вл2} + q_{Qвык220}) = 9.554 \times 10^{-9}$$

$$q_{II} := \begin{pmatrix} q_{Qвык220} + q_{Qвык220} + q_{ш220} + q_т + q_{вл3} + q_{Qвык110} + q_{ш110} + q_{Qвык110} \cdots \\ + q_{вл3} + q_{Qвык110} + q_{т2} \end{pmatrix} = 0.011$$

$$q_{III} := q_{Qвык220} + q_{Qвык220} + q_{ш220} + q_т + q_{вл3} + q_{Qвык110} + q_{ш110} + q_{Qвык110} \cdots + q_{вл4} + q_{Qвык110} + q_{т2} = 0.011$$

$$q_{IV} := q_{II} \cdot q_{III} = 1.148 \times 10^{-4}$$

$$q_c := q_I + q_{ш220} + q_{IV} = 1.222 \times 10^{-4} \qquad 1 - q_c = 0.9998778135$$

Определяем параметры потока отказов смежных элементов схемы замещения:

$$\omega_I := (\omega_1 + \omega_{в220}) \cdot (\omega_2 + \omega_{в220}) = 1.681 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{II} := \begin{pmatrix} \omega_{в220} + \omega_{в220} + \omega_{ш220} + \omega_т + \omega_{в110} + \omega_{ш110} + \omega_{в110} \cdots \\ + \omega_{в110} + \omega_{т2} \end{pmatrix} = 0.161$$

$$\omega_{III} := \omega_{в220} + \omega_{в220} + \omega_{ш220} + \omega_т + \omega_{в110} + \omega_{ш110} + \omega_{в110} \cdots + \omega_{в110} + \omega_{т2} = 0.161$$

$$\omega_{IV} := \omega_{II} \cdot \omega_{III} = 0.026$$

$$\omega_c := \omega_I + \omega_{ш220} + \omega_{IV} = 0.041$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_c} = 24.629 \quad \text{лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 2.586 \quad \text{лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} := \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760 = 26.362 \text{ часов}$$