

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 оптимальной схемы подключения Мильканского железорудного месторождения в Хабаровском крае к электрической сети ОЭС Востока с применением инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 142-ом

подпись, дата

Т.С. Бондарчук

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Бондарчук Татьяны Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование оптимальной схемы подключения Мильканского железорудного месторождения в Хабаровском крае к электрической сети ОЭС Востока с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практик; нормальная схема электрической соединений объектов электроэнергетики ОЭС Востока; контрольные замеры зимнего периода 2022 года; схема потокораспределения в электрических сетях ОЭС Востока.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Структурный анализ сетей напряжением 220 кВ ОЭС Востока, характеристика инновационных технологий применяемых для подключения Мильканского ЖРМ, расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях, разработка и выбор оптимального варианта схемы подключения ПС 220 кВ Мильканская, расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования, оценка показателей надежности принятого варианта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Результаты расчета режимов существующей сети, экономический расчет выбранного варианта в ПВК MathCad 15.

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 135 с., 19 рисунков, 75 формул, 45 таблиц, 63 использованных источников, 3 приложения.

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, НАГРУЗКА, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ТОКОВАЯ ЗАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ.

В магистерской диссертации был разработан оптимальный вариант развития электрической сети 220 кВ ОЭС Востока при подключении Мильканского железорудного месторождения, расположенного в Хабаровском крае с применением инновационных технологий. Актуальность рассматриваемой темы подтверждается фигурированием данного направления в актуальных темах для выпускных квалификационных работ, предложенных работодателем (Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ). Целью данной магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети для подключения нового потребителя с использованием инновационных технологий с соблюдением актуальных требований и стандартов.

В ходе работы определён эквивалент рассматриваемого района проектирования электрической сети, осуществлён его структурный анализ, произведены расчёты установившихся электрической сети с использованием ПК RastrWin 3, на основе которых выполнен анализ электрической сети в районе проектирования. Определен наиболее выгодный вариант для обеспечения развития электрической сети с учетом подключения Мильканского ЖРМ на основании технико-экономического сравнения предложенных вариантов развития электрической сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей напряжением 220 кВ в районе размещения Мильканского железорудного месторождения	
1.1 Оценка современного состояния развития железорудного комплекса	12
1.2 Краткая экономическая характеристика железорудного месторождения	12
1.3 Описание природно-климатических условий территории, в отношении которой производится проектирование	17
1.4 Составление графа электрической сети	19
1.5 Структурный анализ участка электрической сети района проектирования	19
1.5.1 Характеристика источников питания	20
1.5.1.1 Зейская ГЭС	20
1.5.1.2 Свободненская ТЭС	21
1.5.2 Структурный анализ ЛЭП	22
1.5.3 Структурный анализ ПС	25
1.6 Формирование эквивалента электрической сети	32
1.6.1 Характеристика ПВК RastrWin 3	32
1.6.2 Расчет электроэнергетического режима заданного эквивалента сети	34
1.7 Анализ существующей схемно-режимной ситуации	39
1.8 Выводы	50
2 Выбор инновационных технологий для проектирования развития электрических сетей 220 кВ	52
2.1 Провода нового поколения	52
2.2 Автоматизированные системы диспетчерского управления	54
2.2.1 Сетевой комплекс СК-11	57
2.2.2 Общая информационная модель	58

2.2.3 Дистанционное управление	59
2.3 Выводы	60
3 Техническая проработка вариантов развития электрической сети при подключении Мильканского месторождения	62
3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	62
3.2 Разработка вариантов подключения Мильканского месторождения к электрической сети	65
3.2.1 Режимный анализ выбранных вариантов	72
3.3 Компенсация реактивной мощности	73
3.4 Выбор сечения проводов для проектируемых линий	76
3.5 Выбор трансформаторов	79
3.6 Выводы	80
4 Выбор оптимального варианта развития электрической сети при подключении Мильканского месторождения	81
4.1 Оценка показателей надежности сравниваемых вариантов	82
4.2 Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов	88
4.2.1 Расчет капиталовложений в строительство проектируемых объектов	89
4.2.2 Расчет амортизационных отчислений	91
4.2.3 Расчет эксплуатационных затрат	91
4.3 Выводы	93
5 Техническая проработка принятого варианта развития электрической сети при подключении Мильканского ЖРМ	94
5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения ПС 220 кВ Мильканская	94
5.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования	96
5.2.1 Расчет максимальных рабочих токов	99
5.2.2 Выбор и проверка выключателей	101
5.2.3 Выбор и проверка разъединителей	106
5.2.4 Выбор трансформаторов тока	108

5.2.5	Выбор трансформаторов напряжения	112
5.2.6	Выбор ошиновки и опорных изоляторов	113
5.2.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	117
5.2.8	Выбор ограничителей перенапряжений	118
5.2.9	Дистанционное управление	121
5.3	Выводы	123
6	Оценка инвестиционной привлекательности принятого варианта развития электрической сети	124
	Заключение	127
	Библиографический список	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3	136
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет надежности	154
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Экономический расчет	160

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АТ – автотрансформатор;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЖРМ – железорудное месторождение;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОЭС – объединённая энергетическая система;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- СиПР ЭЭС – схема и программа развития электроэнергетических систем;
- СН – среднее напряжение.

ВВЕДЕНИЕ

Основной проблемой района проектирования электрической сети является географическое расположение. Место расположения Мильканского железорудного месторождения обладает рядом отрицательных факторов, свойственных территориям, расположенным севернее: условия вечной мерзлоты и сейсмичности, низкий уровень освоения территорий, малая плотность населения, следовательно, высокие транспортные расходы по перевозке готовой продукции потребителю, все это приводит к удорожанию строительства.

Объект исследования – электрические сети напряжением 220 кВ Тугуро-Чумиканского района Хабаровского края.

Предмет исследования – инновационные технологии в области электросетевого комплекса.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети для подключения нового потребителя (Мильканского ЖРМ) с использованием инновационных технологий в области оборудования электросетевого комплекса с соблюдением актуальных требований и стандартов.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- выявить проблемные участки сети путем проведения структурного анализа схемно-режимной ситуации, а также сделать оценку возможности подключения новой нагрузки;
- дать характеристику современного состояния инновационных технологий электросетевого комплекса и на основе анализа выбрать инновационные технологии для проектирования электрической сети;
- разработать варианты развития электрической сети с учетом перспективной нагрузки, провести режимный анализ, выявить проблемные участки;
- провести анализ выбора оптимального варианта развития сети на

основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов;

– провести выбор и проверку основного оборудования в соответствии с полученными расчётными данными, а также с учетом принятых инновационных технологий;

– провести расчет экономической эффективности выбранного варианта развития электрической сети и дать оценку инвестиционной привлекательности.

Научная новизна проведенного исследования заключается в обоснованном выборе и адаптации инновационных технологий электросетевого комплекса применительно к схеме подключения нового потребителя.

Практическая значимость решений, используемых в магистерской диссертации заключается в увеличении управляемости электроэнергетической системой, повышении надежности и эффективности работы объекта за счет сокращения времени проведения переключений и минимизации риска ошибочных действий персонала.

Актуальность рассматриваемой темы магистерской диссертации подтверждается фигурированием данного направления в актуальных темах для выпускных квалификационных работ, предложенных работодателем (Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ).

В первом разделе рассматривается современное состояние железорудного комплекса, а также представлен анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей в районе размещения железорудного месторождения.

Во втором разделе приводится анализ литературных источников с целью определения современного состояния инновационных технологий в области выбора проводов нового поколения и внедрения автоматизированной системы средств диспетчерского управления, а также приводится анализ возможного применения инновационных технологий к развитию рассматриваемых электрических сетей.

В третьем разделе проводится техническая проработка развития электрической сети, проводится расчет и прогнозирования нагрузок, разработка

схемы подключения Мильканского месторождения.

В четвертом разделе представлен выбор оптимального варианта развития сети на основе технико-экономического сопоставления предложенных вариантов.

В пятом разделе осуществлена техническая проработка принятого варианта развития электрической сети, выполнен расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка основного оборудования по условиям короткого замыкания.

В шестом разделе представлена оценка экономической эффективности принятого варианта развития электрической сети.

Ожидаемая экономическая эффективность проекта заключается в правильном выборе оборудования ПС 220 кВ Мильканская, внедрении автоматизированных средств диспетчерского управления нового поколения, позволяющее повысить качество электроснабжения потребителей, а также повысить надежность и эффективность работы объекта за счет сокращения времени проведения переключений и минимизации риска ошибочных действий персонала.

Диссертация выполнена с использованием стандартных офисных приложений:

– Microsoft Office Word – текстовая программа, предназначенная для создания, просмотра, редактирования и форматирования текстов статей, деловых бумаг, а также иных документов, с локальным применением простейших форм наблично-матричных алгоритмов;

– Microsoft Office Visio – программа для создания всевозможных видов схем (блок-схемы, планы зданий и этажей, диаграммы и др.);

– Microsoft Office Excel – программа для работы с электронными таблицами, предоставляющая возможности экономико-статистических расчетов, графические инструменты;

– MathType 6.0 Equation – интеллектуальный математический редактор формул, позволяющий создавать сложные уравнения для дальнейшего

использования их в документах, сетевых страничках и системах;

– Mathcad 15.0 – это приложение для математических и инженерных вычислений, промышленный стандарт проведения, распространения и хранения расчетов;

– ПВК «RastrWin3» необходимо для анализа режимной ситуации электрических сетей.

Графическая часть магистерской диссертации выполнена на двух листах формата А1.

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.

Наименования мероприятий, в которых принималось участие, названия работ и журналов указаны ниже в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Участие в конференциях

№	Название конференции	Дата	Форма участия	Название доклада
1	XXXI научная конференция Амурского государственного университета «День науки»	21.04.2022	очная	Концепция цифрового дистанционного управления электрическими сетями
2	XXIII региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее»	25.05.2022	заочная	Выбор технологической платформы для цифрового дистанционного управления электрическими сетями

Таблица 2 – Подготовка публикаций

№	Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы	Фамилия соавторов
1	Концепция цифрового дистанционного управления электрическими сетями	Материалы XXXI научной конференции Амурского государственного университета «День науки», 2022 г., с. 72-73.	Савина Н.В.
2	Выбор технологической платформы для цифрового дистанционного управления электрическими сетями	Материалы XXIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее», т.4, 2022 г., с. 47-48.	Савина Н.В.

1 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В РАЙОНЕ РАЗМЕЩЕНИЯ МИЛЬКАНСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В данном разделе приведена оценка современного состояния развития железорудного комплекса в России в целом, текущее состояние освоения Мильканского месторождения в Хабаровском край. Проведен схемно-режимный анализ состояния электрических сетей в районе размещения железорудного месторождения.

1.1 Оценка современного состояния развития железорудного комплекса

Оценка состояния развития железорудного комплекса на сегодняшний день проведена на основании Стратегии развития металлургической промышленности Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденной Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2022 г. № 4260-р.

Стратегия развития металлургической промышленности Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Стратегия) определяет приоритеты, цели и задачи металлургической отрасли, которые ориентированы на стабильное обеспечение экономики качественной металлопродукцией в необходимых объемах и номенклатуре, на сохранение экспортного потенциала, а также на повышение гибкости реагирования на угрозы в области экономической и экологической безопасности.

В результате введения санкций против России произошли изменения в металлургической и горно-химической отраслях страны. Россия была вынуждена отказаться от международной кооперации, связанной с добычей и переработкой всех видов сырья, получением металлов и их распределением (продажей) среди участников мирового рынка, а также потреблением сырья и готовой продукции в Российской Федерации.

Ситуация с изменением в сфере международных отношений, кооперации в добыче, производстве и потреблении металлов, доступе к технологиям, оборудованию, средствам управления и автоматизации

обязывает Россию обеспечить независимость страны в вопросах сырья, его переработки, разработки новых технологий и процессов, проектирования и изготовления машин и оборудования, потребления готовой продукции в виде сырья, полуфабрикатов, товаров, продуктов химии, машиностроения и строительства, расширения сфер и рынков сбыта услуг и продукции металлургической отрасли.

Цель Стратегии - обеспечение устойчивого развития металлургической промышленности в перспективе до 2030 года, в том числе за счет:

- увеличения потребления отечественной металлопродукции на внутреннем рынке и снижения цен на такую продукцию, расширения доступа к международным рынкам;

- повышения уровня переработки металла и развития производства металлопродукции высоких переделов;

- бесперебойного обеспечения металлургических предприятий критически важным сырьем, оборудованием, комплектующими и материалами.

Чтобы реализовать названные цели необходимо решить следующие задачи:

- создать условия для реализации потенциала внутреннего спроса на продукцию металлургического комплекса;

- способствовать импортозамещению металлургической продукции на российском рынке;

- удерживать позиции российских компаний на зарубежных рынках;

- обеспечивать сырьевую безопасность российской металлургической отрасли;

- стимулировать развития экологических технологий производства металлургической продукции, а также технологий производства металлургической продукции из вторичного сырья.

Металлургическая промышленность это одна из ведущих отраслей российской экономики. Наша страна занимает пятое место в мире по выплавке стали, второе место по производству стальных труб и алюминия, третье место по производству титана, четвертое место по производству высокосортного никеля и шестое место по производству меди.

По обеспеченности железными рудами нужно отметить, что их запасов достаточно для удовлетворения внутреннего спроса и обеспечения экспортных поставок на период реализации Стратегии.

Вместе с тем разработку новых железорудных месторождений целесообразно осуществлять в рамках комплексных проектов по добыче и переработке сырья на территории Российской Федерации [29].

Поскольку спрос на металлопродукцию со стороны почти всех отраслей-потребителей увеличивается, можно прогнозировать значительный сдвиг в направлении увеличения доли поставок продукции и на внутренний рынок страны.

Одним из крупнейших железорудных бассейнов на Дальнем Востоке является Удско-Шантарский железорудный бассейн, обладающий значительными запасами руд. Данный бассейн на Дальнем Востоке имеет большой потенциал для развития железорудной отрасли страны, а также позволит реализовать поставленные цели Стратегии.

Наиболее крупное, Мильканское месторождение расположено в верховьях р. Милькан, правого притока р. Уды, в северо-восточной части бассейна. Оно является частью Ир-Галамского рудного горизонта, и длина его составляет около 80 км. В настоящее время полоса только около 1,8 км длиной изучена канавами и бурением в пределах горизонта. Прогнозные ресурсы руды данной полосы оцениваются около 2 млрд т до глубины 500 м. На месторождении выделено 4 рудных тела, мощностью от 60 до 220 м, но могут быть оконтурены еще несколько. Это значит, что перспективы увеличения запасов весьма значительны. В пределах месторождения развиты гематит-магнетитовые,

магнетитовые руды, преимущественно тонкополосчатые, но встречаются и массивные [2, 63].

Примерная площадь Мильканского месторождения (согласно утвержденному прогнозному перечню участков недр по субъектам Российской Федерации, предлагаемых для предоставления в пользование на 2010 г.) составляет 50 км² [38].

Согласно [20, 54], а также информации, полученной в ходе прохождения производственной практики, по степени надежности электроснабжения Мильканское железорудное месторождение будет относиться к II и III категории, электрические нагрузки электроприёмников I категории незначительны. Железорудное месторождение планируется открытого типа. К электроприёмникам I категории относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче оборудования. К первой категории относятся охранная и автоматическая пожарная сигнализации, питание которых осуществляется от источников бесперебойного питания со встроенными аккумуляторными батареями. Основное технологическое оборудование (шаровые мельницы, дробилки, плавильные печи, подъемно-транспортное оборудование) поставляется в комплекте со шкафами управления.

1.2 Краткая экономическая характеристика железорудного месторождения

В настоящее время на Мильканском месторождении ведется геологическая разведка для уточнения запасов полезных ископаемых, а также подготовка к проектированию объектов производственной площадки. Магистральные сети номинальным классом напряжения 220 кВ, относящиеся к энергосистеме Амурской области, являются ближайшими к объекту подключения.

Согласно информации, полученной в ходе прохождения производственной практики, запуск производства планируется на 2025 год, мощность подключения 100 МВт. Категория надежности электроснабжения – III, II. Электрические нагрузки электроприёмников I категории незначительны.



Рисунок 1 – Район размещения Мильканского ЖРМ

В сентябре 2022 года компания «А-Стил» получила пять лицензий на поиски и оценку месторождений железной руды в Хабаровском крае. Среди них: Улканская, Ирская, Итматинская, Мильканская, и Галамская площадь.

Поисковые лицензии действуют до 2029 года. Основная деятельность «А-Стил» – производство чугуна, стали и ферросплавов.

В перспективе данная компания «А-Стил» планирует построить в Хабаровском крае коксохимический завод и металлургический комбинат. Мощность будущего завода пока неизвестна. Ресурсной базой для него станут пять железорудных месторождения и Эльгинское каменноугольное месторождение в Якутии.

По прогнозным данным, запасы железной руды оценивают в 5 миллиардов тонн.

По данным аналитиков спрос на продукцию на Дальнем Востоке не столь велик, но спрос есть за рубежом. Китай является одной из заинтересованных азиатских стран в данной продукции, поэтому продукция планируется на экспорт в азиатские страны [21].

1.3 Описание природно-климатических условий территории, в отношении которой производится проектирование

При проектировании на начальном этапе необходимо знать условия окружающей среды, в которых планируется разрабатываться и эксплуатироваться сеть.

Расчетные условия по таким явлениям, как ветер, гололед, среднегодовая продолжительность грозы, пляска проводов определены на основании карт климатического районирования РФ, приведенных в ПУЭ, и уточнены по региональным картам ветровых и гололедных нагрузок.

Территориально Мильканское железорудное месторождение расположено на территории Хабаровского края.

Был проведен анализа удаленности от Мильканского ЖРМ до ближайших источников питания. С помощью географических карт [30] было установлено, что до ПС 220 кВ Рудная, расположенной в Амурской ЭС протяженность составила 189,1 км, до ПС 220 кВ Березовая (Хабаровская ЭС) протяженность составила 290 км, но «напрямую» строительство линии невозможно, т.к. имеются две охранные зоны: Буреинский заповедник и Ольджиканский государственный природный заказник, потребуется отвод новых линий [52]. Поэтому подключение к Хабаровской ЭС будет нецелесообразным, следовательно, ближайшие сети, к которым можно подключить данный объект расположены на севере Амурской области и юго-восточной части Якутии [20].

Рельеф района низкогорный с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м. Грунт данного района состоит из насыпного или суглинистого грунта, гравийного грунта, глины коричневой, песчаника серого.

Климат резко-континентальный, отличается продолжительными зимним и коротким летним периодом.. Отопительный

сезон в среднем 8-9 месяцев в году. Климат также относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному – по температурным признакам за счет влияния Охотского моря. Континентальность климата проявляется в очень низких температурах в зимний период и высоких в летний период. Зима ясная, морозная с большой относительной влажностью.

Продолжительность холодного периода со среднесуточной температурой ниже 0°C составляет более 150 дней в году. Характеристики температур определены по СНиП 23-01-99* «Строительная климатология».

Основные климатические показатели района представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные климатические показатели рассматриваемого района

Наименование	Показатели
Район по гололёду/по ветру	IV/III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Максимальное нормативное ветровое давление, Па	1010
Нормативное ветровое давление при гололёде, Па	160
Район по пляске проводов	умеренный
Сейсмичность, баллы	7
Скорость ветра при наличии гололеда, м/с	29
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-80
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-44
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	-48
Температура воздуха, °С	22,5
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,9
Средняя скорость ветра, м/с	2,9
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	36
Суточный максимум осадков, мм	69

1.4 Составление графа электрической сети

Для получения сведений о структурных свойствах в целом и ее подсистем производится структурный анализ. Данный анализ позволяет охарактеризовать упорядоченность компонентов системы по степени важности, определить подчинение компонентов сети, сделать вывод о структурной связности элементов.

Для графа рассматриваемой части энергосистем ОЭС Востока были выбраны элементы электрической сети классом номинального напряжения 220 кВ.

Граф рассматриваемой электрической сети приведен на рисунке 2.

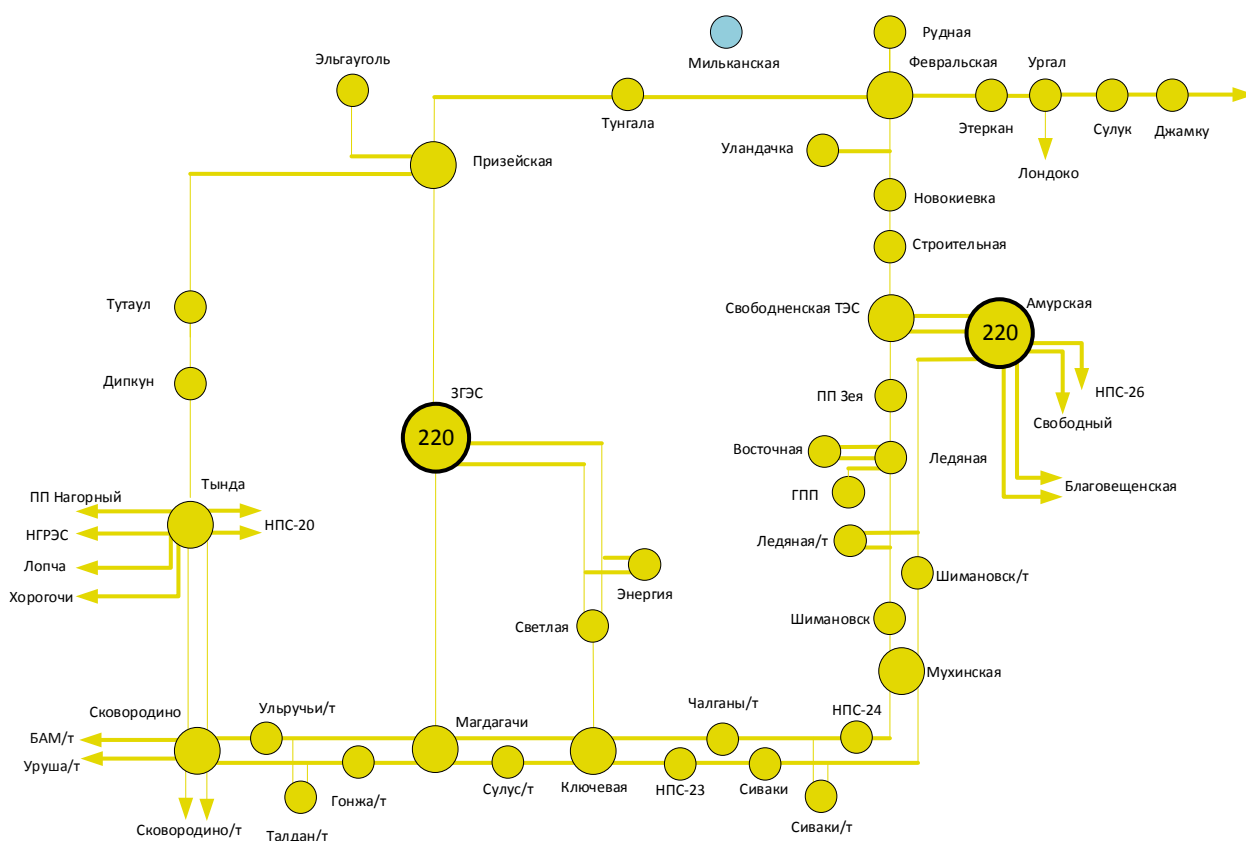


Рисунок 2 – Граф эквивалента сети

1.5 Структурный анализ участка электрической сети района проектирования

Общая цель структурного анализа состоит в том, чтобы, исходя из описания элементов системы и непосредственных связей между ними получить

заключение о структурных свойствах системы в целом и основных ее подсистем.

Структурный анализ электроэнергетической системы включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

1.5.1 Характеристика источников питания

1.5.1.1 Зейская ГЭС

В административном отношении площадка Зейской ГЭС находится в Амурской области, г. Зея, ввод в эксплуатацию (пуск первого гидроагрегата) 1975 г. Зейская ГЭС – экологически чистое производство электроэнергии. Зейская ГЭС производит электроэнергию с использованием воды, без образования отходов и загрязненных производственных стоков. Электроснабжение и водоснабжение осуществляется от существующих источников станции [26].

Установленная мощность 1330 МВт.

Эксплуатирует Зейскую ГЭС – филиал ПАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС».

Главная электрическая схема ГЭС: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (№3 - №6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полупорционная» (№ 500-17) схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одионочная секционированная система

шин с обходной» (№ 220-12) с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1.

Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС представлена на рисунке 3.

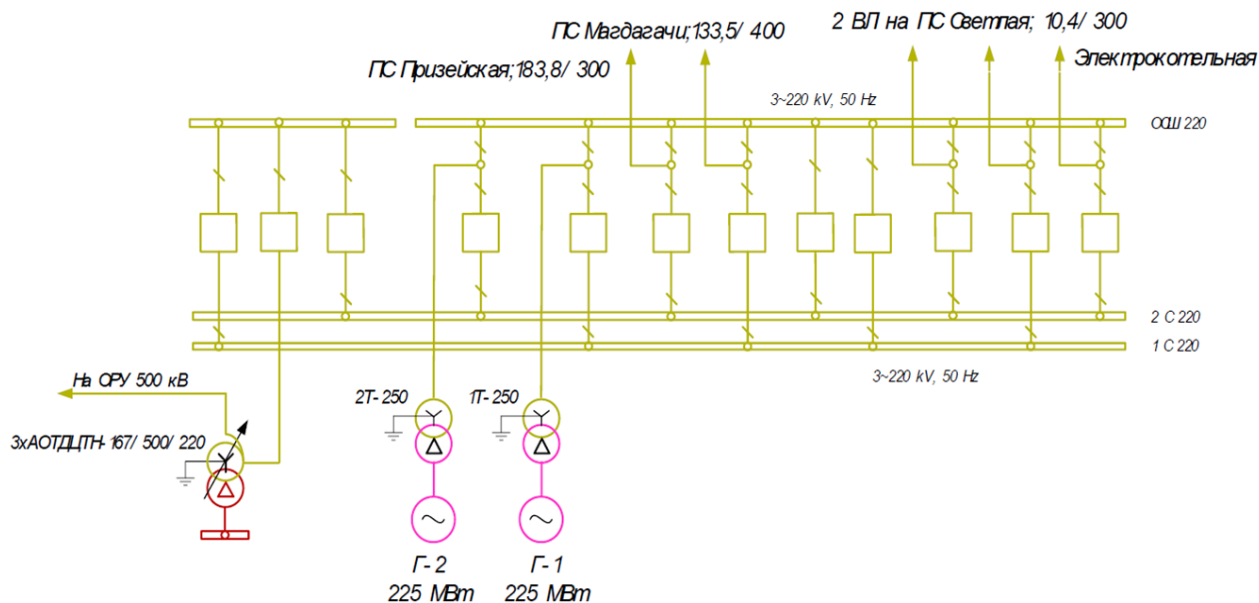


Рисунок 3 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

1.5.1.2 Свободненская ТЭС

В административном отношении Свободненская ТЭС расположена в 15 км от г. Свободный в Свободненском районе Амурской области. Это самая новая электростанция в Амурской области. Введена в эксплуатацию в 2021 году.

Установленная мощность 160 МВт.

Эксплуатирует Свободненскую ТЭС – ПАО «ОГК-2» – Свободненская ТЭС

На ТЭС РУ 220 кВ и 110 кВ выполнено по схеме «две рабочие секционированные выключателя системы шин с двумя шиносоединительными выключателями».

На электростанции установлено четыре автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/220/110-УХЛ1, а также два трансформатора типа ТДЦ-125000/110-УХЛ1. Турбины имеют марку ПК-80-130/16.

Свободненская ТЭС была построена для обеспечения крупного потребителя Амурского ГПЗ.

Объемы производства тепловой и электрической энергии станции в полностью покрывает потребности АГПЗ.

Состав генерирующего оборудования соответствующих электростанций приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Состав генерирующего оборудования электростанций

Объект генерации	Ст. №	Тип турбины	Установленная мощность, МВт
Филиал ПАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС»			
Зейская ГЭС			1330,0
	1	Д-45-2556-В-600	225,0
	2	Д-45-2556-В-600	225,0
	3	Д-45-2556-В-600	215,0
	4	Д-45-2556-В-600	225,0
	5	Д-45-2556-В-600	225,0
	6	Д-45-2556-В-600	215,0
ООО «Свободненская ТЭС»			
Свободненская ТЭС			160,0
	1	ПК-80-130/16	80,0
	2	ПК-80-130/16	80,0

1.5.2 Структурный анализ ЛЭП

Структурный анализ ЛЭП 220 кВ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Структурный анализ ЛЭП 220 кВ

Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода	Длина ЛЭП, км	Марка, сечение провода
1	3	4	5
ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	1988	127.2	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная	2019	173.65	АС-300/66
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	1977	166.7	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	1985, 2001 - отпайка	187.29	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Ургал – Этеркан	н/д	118.69	АС-300/39
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	198, 2015	147.806	АС-300/39

Продолжение таблица 5

1	3	4	5
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	1981	52.284	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	1983	98.715	АС 300/39
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	2018	267.98	АС-300/39, АС-300/66, АС-300/204, АС-400/39
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	1975, отпайка – 1983	12.5	АС 240/39, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	2012	133.436	АСКПЗ- 400/51, АС-400/64
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	1985	146.74	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Лондоко – Ургал с отпайками	н/д	283.388	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ургал – Сулук	н/д	79.855	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	1982	183.9	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	1975, отпайка – 1983	12.26	АС-240/39, АС-300/39
КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	1979, 2015	106.4	АС-300/66
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	1979	192.149	АС-300/39
КВЛ 220 кВ Лопча – Тында	2022	159.38	АС-400/51
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1	1989, 2016	156.8	АС-300/39
КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2	1977, 2015	155.311	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	1987	75.592	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	1987	25.86	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	1990	115.547	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	1989	24.1	АС-240/39

1	3	4	5
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	1977	33.6	АСО-300/39, АС-240/39, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино	1977, 1986	29.6277	АС-240/39, АСО-300/39
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	1989	35.95	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	1977, 1986	126.14	АС-240/39, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	2011	54.621	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23	1968, 2019	28.441	АСО-300, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	1977	20.563	АС-240/39, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	1969, 1972, 1975	112.3	АСО-300
ВЛ 220 кВ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	1989	90.49	АС-240/32
ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	1968, 2019	58.57	АСО-300, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	1985, 1968	59.36	АС-240/32, АСО-300
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т	1988	54.78	АС 240/32
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск	1968	55.24	АС 240/32, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	1989	14.133	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т	1986	90.33	АСО-330, АС-240/32
ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	1967, 1986 – отпайка	42	АСО-300, АС-240/32- отпайка
КВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 1	2015	6.44	АС-300/39
КВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 2	2015	6.47	АС-300/39

1	3	4	5
ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	1986, 1981	75.02	АС-240/32, АСО-300, АС-300/39
КВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	2015	18.583	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	1967	28.25	АС-300/39,
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 1	2006	129.72	АС-400/51
ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 2	1969	130.21	FCJ-300
ВЛ 220 кВ Амурская – Михайло – Чесноковская/т I цепь	1987	7.73	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Амурская – Михайло – Чесноковская/т II цепь	н/д	7.73	АС-240/39
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	2019	51.095	АС-240/32, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	2020, 2021	7.621	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	1967	42.34	АСО-300, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2	1969	81.553	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея	2019	9.18	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная	1976, 2020, 2021	86.877	АС-240/39, АС-300/39
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино I/II цепь	1987	5.3	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Сулук – Джамку	1987	118.208	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Джамку – Березовая	н/д	105.357	АС-240/32
ВЛ 220 кВ Березовая-Горин	н/д	113.325	АС-240/32

1.5.3 Структурный анализ ПС

Структурный анализ ПС 220 кВ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Структурный анализ ПС 220 кВ

Диспетчерское наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН	Марка, количество трансформаторов
1	2	3	4
ПС 220 кВ Февральская	Транзитная	12	АТДЦТН-63000\220\110\79ХЛ1; АТДЦТН-63000\220\110\35У-1; ТДТН-25000\110-79У-1; ТДТН-25000\110-79У-1.
ПС 220 кВ Тунгала	Транзитная	5АН	2хТДТН-25000\220-70 У1
ПС 220 кВ Этеркан	Транзитная	5АН	2хТДТН-25000/220/35/10
ПС 220 кВ Новокиевка	Транзитная	нетиповая	2хТДТН-25000\220\35\10 У-1
ПС 220 кВ Уландочка	Отпаечная	3Н	РМЛ-31500/200
ПС 220 кВ Рудная	Тупиковая	3Н	АТДЦТН-63000/220/110 ВМ УХЛ1
ПС 220 кВ Призейская	Транзитная	12	2хТДТН-25000\220-70 У1
ПС 220 кВ Светлая	Транзитная	13Н	2хАТДЦТН-63000/220/110/35; 2хТДТНГ-20000/220/35/10
ПС 220 кВ Энергия	Отпаечная	9	2хТДТН-40000/220-70 У1
ПС 220 кВ Магдагачи	Транзитная	12	2хТДТНЖ-40000/220-81У1; ТДТН-25000/220
ПС 220 кВ Тутаул	Транзитная	5АН	Т1 ТДТН-25000\220-У1; Т2 ТДТН-25000\220-70У1
ПС 220 кВ Эльгауголь	Тупиковая	7	2хАТДЦТН-125000/220/110/35-ХЛ1
ПС 220 кВ Дипкун	Транзитная	5АН	2хТДТН-25000/220/35/10-70У1
ПП 220 кВ Нагорный	Транзитная	7	–
ПС 220 кВ Лопча	Транзитная	5АН	2хТДТН-25000/220-70У1

1	2	3	4
ПС 220 кВ Хорогочи	Транзитная	5АН	2хТДТН-25000\220-70 У1
Нерюнгринская ГРЭС	Транзитная	13Н	2хАТДЦТН-250000/220/ 110 ВМ УХЛ1; ТДЦ-250000/220-79У1; ТДЦ-250000/110-70У1
Зейская ГЭС	Транзитная	12	Т1 ТНЕРЕ (ТДЦ)-265000/242; Т2 ТДЦ-265000/220 ВМ УХЛ1; Т3 ТДЦ-265000/500 ВМ УХЛ1; Т4, Т5 ТЦ-250000/500; Т6 ТНЕРЕ (ТДЦ)-265000/525/15,75; АОДЦТН-167000/500/220-75 У1 (АТ ф А, В, С)
ПС 220 кВ НПС-20	Тупиковая	4Н	2хТДН-40000/220ВМ УХЛ1
ПС 220 кВ Сковородино	Транзитная	12	2хАТДЦТН-63000/220/110-78 У1; 2хТДТН-25000/110/35/10
ПС 220 кВ Сковородино/т	Тупиковая	4Н	2хТДТНЖ- 40000/220-81-УХЛ-1
ПС 220 кВ Тында	Транзитная	13	2хАТДЦТН-63000/220/110-УХЛ1; 2хТДТН-40000/110-УХЛ1
ПС 220 кВ Уруша/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ-40000/220-ХЛ
ПС 220 кВ БАМ/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ-40000/220/27,5/11
ПС 220 кВ Гонжа/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ- 40000/220-ХЛ-1

1	2	3	4
ПС 220 кВ Сулус/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ- 40000/220-ХЛ-1
ПС 220 кВ Ключевая	Транзитная	12	2хТДТН-25000/220/35/10 УХЛ1
ПС 220 кВ НПС-23	Транзитная	7	2хТРДН-25000/220ВМУХЛ1
ПС 220 кВ Чалганы/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ- 40000/220-ХЛ-1
ПС 220 кВ НПС-24	Транзитная	нетиповая	2хТРДН-25000/220/10/10-ХЛ1
ПС 220 кВ Сиваки/т	Отпаечная	4Н	2хТДТНЖ- 40000/220-ХЛ-1
ПС 220 кВ Сиваки	Транзитная	5АН	2хАТДЦТН-63000/220/110/6 - УХЛ-1
ПС 220 кВ Мухинская/т	Транзитная	нетиповая	2хТДТНЖ- 40000/220-81 У1
ПС 220 кВ Шимановск/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ-40000/220-76-У1
ПС 220 кВ Шимановск	Транзитная	5Н	2хТДТН-25000\220\35\10 У-1
ПС 220 кВ Талдан/т	Отпаечная	4Н	2хТДТНЖ-40000/220/27,5/11
ПС 220 кВ Ульручьи/т	Транзитная	5АН	2хТДТНЖ- 40000/220-ХЛ-1
ПС 220 кВ Ледяная/т	Отпаечная	4Н	2хТДТНЖ-40000/220-81 ХЛ1
ПС 220 кВ Ледяная	Транзитная	нетиповая	2хТДТНГУ-20000\220\35\6
КПС 220 кВ Восточная	Отпаечная	7	2хТРДН-63000/220-УХЛ-1
КПС 220 кВ ГПП	Отпаечная	7	2хАТДЦТН-63000/220/110 УХЛ1; 2хТМНЛ-16000/10ВМУХЛ1 (ЛРТ)
ПП 220 кВ Зея	Транзитная	5АН	–

1	2	3	4
ВЛ 500 кВ Амурская	Транзитная	13Н	2хАОДЦТН- 167000/500/220-75 У1; 2хАТДЦТН- 63000/220/110/35 75У1
ПС 220 кВ Белогорск/т	Транзитная	5Н	2хТДТНЖ-40000/220- У1
ПС 220 кВ Благовещенская	Транзитная	9	2хАТДЦТН- 125000/220/110 У1
ПС 220 кВ НПС-26	Транзитная	7	2хТДН-25000/220 ВМ УХЛ1
ПС 220 кВ Строительная	Транзитная	5Н	2хТДН-40000/220- УХЛ1
ПС 220 кВ Лондкоко	Транзитная	нетиповая	Т1 ТДТН-40000/220- 70У1; Т2 РМЛ-31500/220
ПС 220 кВ Ургал	Транзитная	12	2хАТДЦТН- 63000/220/110/35; 2хТМН-4000/35/73-У1
ПС 220 кВ Сулук	Транзитная	5АН	2хТДТН- 25000/220/38,5/11
ПС 220 кВ Джамку	Транзитная	5Н	2хТДТН-25000/220
ПС 220 кВ Березовая	Транзитная	5Н	2хТДТН- 25000/220/38,5/11-У1

Примечание:

1. 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;
2. 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
3. 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;
4. 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
5. 7 – Четырехугольник;
6. 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

7. 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин;

8. 13Н – Две рабочие и обходная система шин.

С целью компенсации избыточности реактивной мощности в сети 35 кВ и выше на некоторых подстанциях имеются ШР и УШР. Данные по номинальным параметрам устройств представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Установленные устройства КРМ

Диспетчерское наименование		Тип реактора	Место установки	Uном, кВ	Sном, Мвар
подстанции	устройства				
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Февральская	Р-1	РТД-20000/35 У1	1С-110	38,5	20
	Р-2	РТД-20000/35	АТ-2	38.5	20
	УШР-220	УШРТД- 63000/220 УХЛ1	1С-220, 2С-220	220	63
ПС 220 кВ Тунгала	Р	РТД-20000/35 У1	1С-35	38.5	20
ПС 220 кВ Этеркан	РКОС- 6600/35- УХЛ1	РШ-35	1С-35	38,5/√3	19,8
ПС 220 кВ Новокиевка	Р	РТД-20000/35 У1	2С-35	38.5	7,2/8
ПС 220 кВ Рудная	РТ-110 БСК-2	САН- 0,5/400/480	1С-110	110	26
	РТ-110 БСК-1	САН- 0,5/400/480	2С-110	110	26
ПС 220 кВ Ургал	РТДУ- 25000/110	УШР-110	1С-110	121	25
ПС 220 кВ Хорогочи	Р	РТД-20000/35 У1	1С-35	38,5	20
ПС 220 кВ Ключевая	Р	РТД-20000/35 У1	1С-35	38,5	8

1	2	3	4	5	6
Зейская ГЭС	P-501	РОМБСМ-60000/500	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1	$525/\sqrt{3}$	60
	P-502	РОМ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2	$525/\sqrt{3}$	60
ПС 220 кВ Тутаул	P	РТД-20000/35	1С-35	38,5	20
ПС 220 кВ Эльгауголь	УШР-1-110	РТДУ-25000/110-УХЛ1	1С-110	121	25
	УШР-2-110	РТДУ-25000/110-УХЛ1	2С-110	121	25
ПС 220 кВ Тында	УШР-220	РТДУ-100000/220-УХЛ1	1С-220, 2С-220	242	100
	P-1	РТД-20000/35	3С-35	38,5	20,86
	P-2	РТД-20000/35	4С-35	38,5	19,33
ПС 220 кВ Лопча	P-1	РТД-20000/35 У1	1С-35	38,5	19,361
	P-2	РТД-20000/35 У1	2С-35	38,5	19
ПС 220 кВ Сковородино	P	РТД-20000/35 У1	АТ-2	38,5	100
	УШР-220	РТУ-100000/220 У1	1С-220, 2С-220	242	20
ВЛ 500 кВ Амурская	P-1 Ф "А, В, С"	РОДЦ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1	$525/\sqrt{3}$	60
	УШР-5-500 Ф "А, В, С"	РОДУ-60000/500-УХЛ1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2	$525/\sqrt{3}$	60
	РК-1 АТ-1 ф. А-С	РКОС 9900/10 УХЛ1	1С-10, 2С-10	11	9,9

Перечень контрольных пунктов по напряжению рассматриваемого участка сети приведен в таблице 8.

В случае выхода напряжения в КП за границы допустимых значений следует применять меры для ввода уровней напряжения в допустимый диапазон прежде всего при помощи технических устройств КРМ.

Таблица 8 – Перечень КП по напряжению рассматриваемого участка сети

Объект электроэнергетики	Класс напряжения СШ, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
ПС 220 кВ Тында	220	252	210	205
ПС 220 кВ Сковородино	220	252	179*	171*
ПС 220 кВ Февральская	220	252	215	195
Зейская ГЭС	220	252	200	190

Примечание – *Значения зависят от точки деления сети и схемно-режимной ситуации.

1.6 Формирование эквивалента электрической сети

1.6.1 Характеристика ПВК RastrWin 3

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [18].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [18].

В качестве исходных данных использовались:

- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ и Хабаровского РДУ на 2023 год;

- схема потокораспределения ОЭС Востока за 21.12.2022 г.;
- схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2022 г.

В ПВК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База).

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связной схемы должен быть назначен базисным. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения.

Базисный узел – это узел, напряжение которого условно принято нулевым и относительно которого отсчитывают напряжения остальных узлов [18].

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные R, X, B, берутся из справочника Ананичева [1].

1.6.2 Расчет электроэнергетического режима заданного эквивалента сети

Режимом электроэнергетической системы называется её состояние, определяемое параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы является важной частью проектирования электрических сетей [18].

По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных), можно заранее определить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

Чтобы рассчитать режим в ПВК, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов, нагрузки и т.д.

Ввиду того, что студенческая версия RastrWin3 позволяет задать всего 60 узлов, представленный граф сети на рисунке 2 был эквивалентирован с целью уменьшения количества узлов. Окончательный эквивалентированный граф сети

представлен на рисунке 4.

Параметры расчетных схем элементов электроэнергетической системы определяются по следующим формулам [10, 14].

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

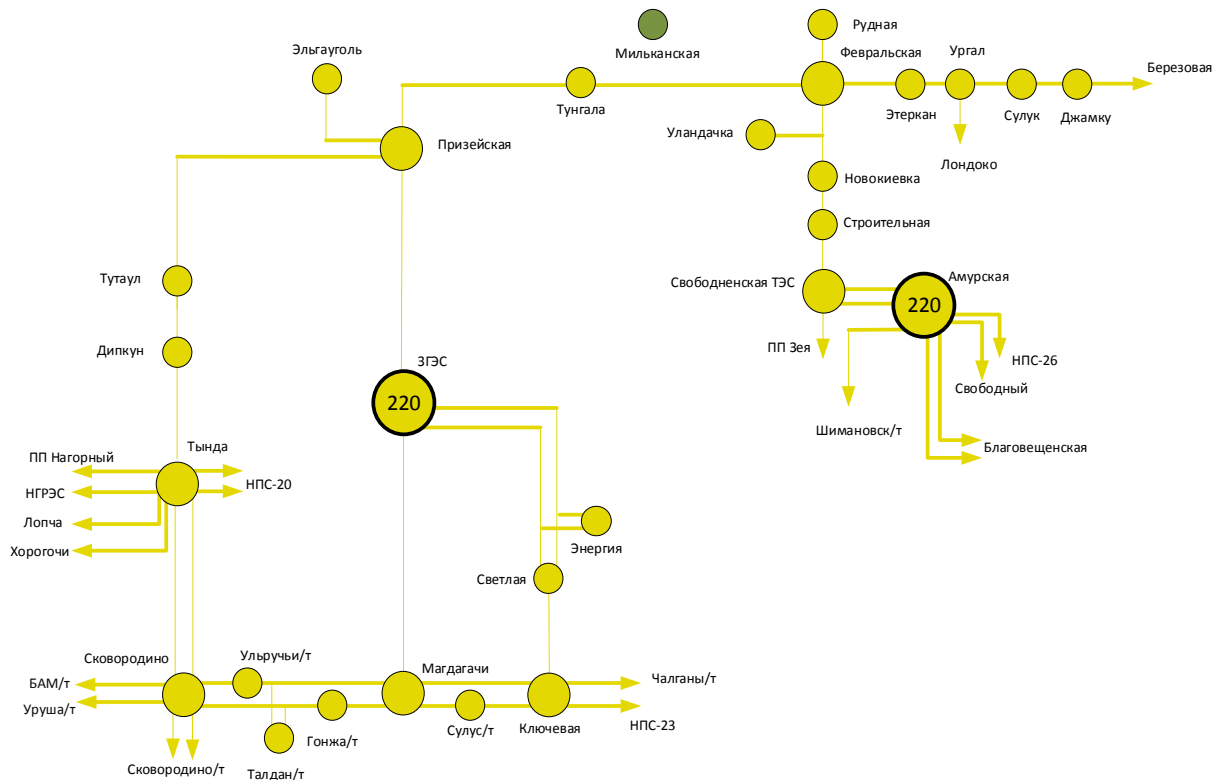


Рисунок 4 – Граф сети для задания в ПВК RastrWin3

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Но так как линиях 35 кВ не учитывается реактивная проводимость, по причине малых напряжений и малых протяженностей таких линий, поэтому расчет реактивной проводимости ВЛ в данном проекте не будет осуществляться.

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (4)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (5)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (6)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора .

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по следующим формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (7)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

В качестве основы для дальнейшего выполнения магистерской диссертации был выполнен расчет зимнего режима максимальных нагрузок в ПВК RastrWin3.

Для моделирования режима использованы данные контрольных замеров за 21.12.22 г.

Произведено сравнение расчётных данных по питающим линиям 220 кВ с величинами контрольного замера. Сравнение перетоков мощности приведено в таблице 9. Сравнение величин напряжений приведено в таблице 10.

Таблица 9 – Сравнение перетоков мощности

Диспетчерское наименование ЛЭП	Переток мощности по данным КЗ	Переток мощности согласно RastrWin3	Разница перетоков мощности P/Q, %
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	107.7+j11.7	107.3+j11.9	0.4/–1.7
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	104.6+j11.9	107.1+j12.3	–2.3/–3.3
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	114+j6.6	113.9+j6.7	0.1/–1.5
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	9.8+j8.2	9.9+j8.3	1.0/–1.2
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	112.5+j11.7	111.6+j12.1	0.8/–3.3
ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	1.1-j5.5	1.2-j5.2	–8.3/5.8
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	61.7+j9.1	61.4+j9.2	0.5/–1.1
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	43.4-j4.5	43.1-j4.5	0.7/0

1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	38.3-j5.7	38.3-j5.6	0/1.8
ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т	31.9-j6.7	31.7-j6.5	0.6/3.1
ВЛ 220 кВ Ульручы/т – Сковородино	8.6-j11.4	8.8-j12.2	2.3/-6.6
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2	89.3+j15.6	90.5+j15.5	1.3/0.6
КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1	65.6+j21.7	67.1+j21.6	2.2/0.5
КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	5.1-j9.2	5.2-j9.1	1.9/1.1
ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	3.7+j14.3	3.7+j14.4	0/-0.7
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	2.9+j35.4	3.1+j35.9	-6.5/-1.4
ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1	7-j17.5	7.1-j17.7	-1.4/-1.1
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	42.3-j4.9	42.8-j4.7	-1.2/4.3
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	39.7-j24.8	39.1-j24.1	1.5/2.9
ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная	22.4-j16.3	22.5-j16.6	-0.4/-1.8
переток от ПС 220 кВ Февральская до ПС 220 кВ Уландочка	54+j23.3	54.7-j22.7	-1.3/2.6
переток от ПС 220 кВ Новокиевка до ПС 220 кВ Уландочка	56.1+j2.7	57.2+j2.8	-1.9/-3.6
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	6.5+j31.2	6.5+j31.3	0/-0.3
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2	6.8+j31.1	6.7+j31.2	1.5/-0.3
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная	64-j6.1	64.2-j5.9	-0.3/3.4
ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	52.8+j4.8	52.9+j4.7	-0.2/2.1
ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	32-j36.4	31.2-j36.1	2.6/0.8

Таблица 10 – Сравнение напряжений

Название узла	U, кВ (по данным КЗ)	U, кВ (согласно расчету в RastrWin3)	dU, %
1	2	3	4
ЗГЭС 1с	241.3	244.5	-1.3
ЗГЭС 2с	241.3	244.4	-1.3
ПС 220 кВ Призейская 1с	231.8	240.1	-3.6
ПС 220 кВ Уландочка	235.0	239.3	-1.8
СвТЭС 1с	241.7	241.7	0.0
СвТЭС 2с	241.7	241.7	0.0
ПС 500 кВ Амурская 2с (шины 220 кВ)	237.9	238.0	0.0
ПС 500 кВ Амурская 1с (шины 220 кВ)	237.9	238.0	0.0
ПС 220 кВ Ключевая 1с	233.6	237.2	-1.5
ПС 220 кВ Ключевая 2с	233.6	237.2	-1.5
ПС 220 кВ Сулус/т	232.8	236.3	-1.5
ПС 220 кВ Магдагачи 1с	233.0	236.2	-1.4
ПС 220 кВ Магдагачи 2с	233.0	236.2	-1.4
ПС 220 кВ Гонжа/т	231.3	234.5	-1.4
ПС 220 кВ Талдан/т 1с	231.3	233.9	-1.1
ПС 220 кВ Талдан/т 2с	231.5	233.7	-1.0
ПС 220 кВ Ульручьи/т	231.3	233.1	-0.8
ПС 220 кВ Сквородино 1с	231.8	233.3	-0.6
ПС 220 кВ Сквородино 2с	231.8	233.3	-0.6
ПС 220 кВ Тында 1с	239.8	239.8	0.0
ПС 220 кВ Тында 2с	239.8	239.8	0.0
ПС 220 кВ Призейская 2с	231.8	239.9	-3.5
ПС 220 кВ Дипкун	239.0	239.8	-0.3
ПС 220 кВ Тутаул	237.1	237.8	-0.3
ПС 220 кВ Энергия 1с	241.1	241.1	0.0
ПС 220 кВ Энергия 2с	241.1	241.1	0.0
ПС 220 кВ Светлая	240.7	239.7	0.4
ПС 220 кВ Строительная	241.6	241.7	0.0
ПС 220 кВ Новокиевка	239.2	241.3	-0.9
ПС 220 кВ Этеркан	234.8	237.6	-1.2

1.7 Анализ существующей схемно-режимной ситуации

Результаты расчета всех режимов в табличной форме и в виде схемы приведены в Приложении А.

Из расчета режимов можно сделать следующие выводы:

1. Нормальный режим.

В нормальном режиме уровни напряжения находятся в допустимых пределах ± 10 %. Отклонения по напряжению в узлах представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Отклонение напряжения в узлах (нормальный режим)

Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	4	5
10	СвТЭС 2с	220	241.7	9.86
9	СвТЭС 1с	220	241.7	9.86
46	ПС Строительная	220	241.58	9.81
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68
8	ПС Уландочка	220	234.96	6.8
1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68
44	ПС Энергия 2с	220	241.08	9.58
43	ПС Энергия 1с	220	241.07	9.58
45	ПС Светлая	220	240.7	9.41
38	ПС Тында 2с	220	239.8	9
37	ПС Тында 1с	220	239.8	9
47	ПС Новокиевка	220	239.18	8.72
40	ПС Дипкун	220	238.98	8.63
50	110 АТ-2	110	119	8.18
12	ПС Амурская 1с	220	237.9	8.14
11	ПС Амурская 2с	220	237.9	8.14
41	ПС Тутаул	220	237.1	7.77
66	ПС Ургал	220	235.9	7.23
68	Березовая	220	235.3	6.95
59	ПС Этеркан	220	234.79	6.72
51	Эльгауголь 35-2	35	37.22	6.34
26	ПС Ключевая 1с	220	233.61	6.19
27	ПС Ключевая 2с	220	233.61	6.18
30	ПС Магдагачи 2с	220	232.96	5.89
29	ПС Магдагачи 1с	220	232.95	5.89
28	ПС Сулус/т	220	232.78	5.81
69	Сулук	220	231.91	5.41
36	ПС Сквородино 2с	220	231.84	5.38
35	ПС Сквородино 1с	220	231.84	5.38

1	2	3	4	5
3	ПС Призейская 1с	220	231.8	5.37
39	ПС Призейская 2с	220	231.8	5.36
33	ПС Талдан/т 2с	220	231.49	5.22
67	Джамбу	220	231.36	5.16
32	ПС Талдан/т 1с	220	231.3	5.14
31	ПС Гонжа/т	220	231.31	5.14
34	ПС Ульручы/т	220	231.25	5.11

Согласно [6, 15, 32] положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю. Следовательно, в результате анализа отклонений напряжений в ходе расчёта режима минимальных и максимальных нагрузок отклонений от нормируемых значений не выявлено.

Ток, протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Однако стоит отметить, что, исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % [35] практически все ЛЭП загружены не оптимально, ВЛ, с загрузкой более 30 % представлены в таблице 12. Остальные линии недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий завышено.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название ЛЭП	I_{\max} , А	ДДТН, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4
ПС Светлая - ПС Ключевая 1с	274	710	39.1
ЗГЭС 2с - ПС Энергия 1с	259	710	36.5
ЗГЭС 1с - ПС Энергия 2с	252	710	35.5
ПС Тында 2с - ПС Сковородино 1с	218	710	33.9
ЗГЭС 2с - ПС Магдагачи 2с	271	860	32.3
ПС Энергия 1с - ПС Светлая	225	710	31.7
ПС Энергия 2с - ПС Светлая	220	710	31.1

Примечание:

1. I_{\max} – максимальное значение тока, А;
2. ДДТН – длительно допустимый ток, А.

В таблице 13 приведены ЛЭП с загрузкой менее 30 %.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП менее 30 %. в нормальном режиме

Название ЛЭП	I_{\max} , А	ДДТН, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4
ПС Февральская 2с ВН - ПС Уландочка	148	605	24,4
ПС Скворородино 2с - ПС Тында 1с	172	710	24,2
ПС Новокиевка - ПС Уландочка	136	605	23,3
СвТЭС 1с - ПС Строительная	161	710	22,7
ПС Магдагачи 2с - ПС Гонжа/т	155	710	22,1
ПС Строительная - ПС Новокиевка	154	710	21,6
ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	127	710	20,6
ПС Февральская 2с ВН - ПС Этеркан	122	710	17,1
ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	118	710	16,7
ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	106	710	15,7
ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т 1с	109	710	15,4
ПС Ургал - Сулук	63	605	15,2
ПС Магдагачи 1с - ПС Талдан/т 2с	96	710	13,5
ПС Ургал - ПС Этеркан	73	710	12,6
ПС Скворородино 1с - ПС Талдан/т 1с	81	710	12,6
ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	89	710	12,5
Березовая - Джамбу	39	605	11,4
ПС Амурская 1с - СвТЭС 2с	77	710	10,9
ПС Амурская 2с - СвТЭС 1с	77	710	10,9
ПС Ключевая 2с - ПС Сулус/т	72	710	10,6
ПС Февральская 1с ВН - ПС Рудная	70	680	10,2
ПС Ульручьи/т - ПС Талдан/т 2с	66	710	9,8
ПС Дипкун - ПС Тутаул	36	710	7,8
ПС Призейская 1с - 2 С 220	47	710	7,6
Джамбу - Сулук	44	605	7,3
ПС Скворородино 2с - ПС Ульручьи/т	36	710	6,2
ПС Тында 1с - ПС Дипкун	25	710	4,8
ПС Ключевая 1с - ПС Магдагачи 2с	24	710	4,5
ПС Сулус/т - ПС Магдагачи 1с	14	710	2

Также стоит отметить слабую токовую загрузку трансформаторов. Наиболее загруженные трансформаторы представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка трансформаторов в нормальном режиме

Наименование ПС	Мощность ПС, МВт	Загрузка ПС, МВт	Кзаг,норм	Кзагр,па
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Февральская	2х63	38.5	0.31	0.62
ПС 220 кВ Тунгала	2х25	2.2	0.04	0.09
ПС 220 кВ Этеркан	2х25	1.8	0.04	0.08
ПС 220 кВ Новокиевка	2х25	7.2	0.14	0.28
ПС 220 кВ Уландочка	20	0.8	0.04	–
ПС 220 кВ Рудная	63	22.2	0.35	–
ПС 220 кВ Призейская	2х25	5.4	0.11	0.22
ПС 220 кВ Светлая	2х63, 2х20	70.5	0.42	0.68
ПС 220 кВ Энергия	2х40	27.5	0.34	0.69
ПС 220 кВ Магдагачи	2х40, 25	21.2	0.20	0.33
ПС 220 кВ Тутаул	2х25	0.6	0.01	0.02
ПС 220 кВ Эльгауголь	125	6.9	0.06	–
ПС 220 кВ Дипкун	2х25	1.4	0.03	0.06
ПС 220 кВ Тында	2х63, 2х40	29.3	0.14	0.20
ПС 220 кВ Сковородино	2х63, 2х25	53.6	0.30	0.47
ПС 220 кВ Сковородино/т	2х40	16.7	0.21	0.42
ПС 220 кВ Гонжа/т	2х40	18	0.23	0.46
ПС 220 кВ Талдан/т	2х40	22.8	0.29	0.58
ПС 220 кВ Сулус/т	2х40	24.3	0.30	0.61

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ульручы/т	2x40	17.9	0.22	0.45
ПС 220 кВ Ключевая	2x25	13.8	0.28	0.56
ПС 220 кВ Строительная	2x40	3.1	0.04	0.08
ПС 220 кВ Ургал	2x63, 2x40	23.9	0.12	0.17
ПС 220 кВ Сулук	2x25	2.3	0.05	0.10
ПС 220 кВ Джамку	2x25	1.8	0.04	0.08
ПС 220 кВ Березовая	2x25	2.4	0.05	0.10

Схема потокораспределения нормального режима представлена на рисунке 5.

Послеаварийный режим.

В качестве аварийной ситуации выбраны случаи отключения наиболее загруженных элементов. Рассмотрено отключение ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая и одного трансформатора на ПС 220 кВ Февральская.

В послеаварийном режиме уровни напряжения находятся в допустимых пределах ± 10 %. Наиболее загруженной линией в ПАР является ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи, порядка 58,7 %.

Схема потокораспределения послеаварийного режима представлена на рисунке 6.

На основании проведенных расчетов электроэнергетических режимов можно сделать вывод, что участок сети позволяет подключить новые объекты.

Согласно СиПР ЭЭС России на 2023 – 2028 гг. для исключения рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений и для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности на 2028 год будут реализованы технические мероприятия, приведенные в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень перспективным мероприятий, необходимые учета в магистерской диссертации

Наименование	Тип/ Класс напряжения	Единица измерения	Год	Основное назначение
1	2	3	4	5
Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ЛЭП/500	280 км	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 № НШ-319пр
	ПС/500	2×180 Мвар	2024	
Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПС/500	3×167+167 МВА	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
	ПС/500	1×180+60 МВА	2024	

1	2	3	4	5
Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ЛЭП/220	1,4 км	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ЛЭП/220	2×2 км	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием	ЛЭП/220	2 км	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручы/т				2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ЛЭП/220	1,5 км	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ЛЭП/220	1,5 км	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

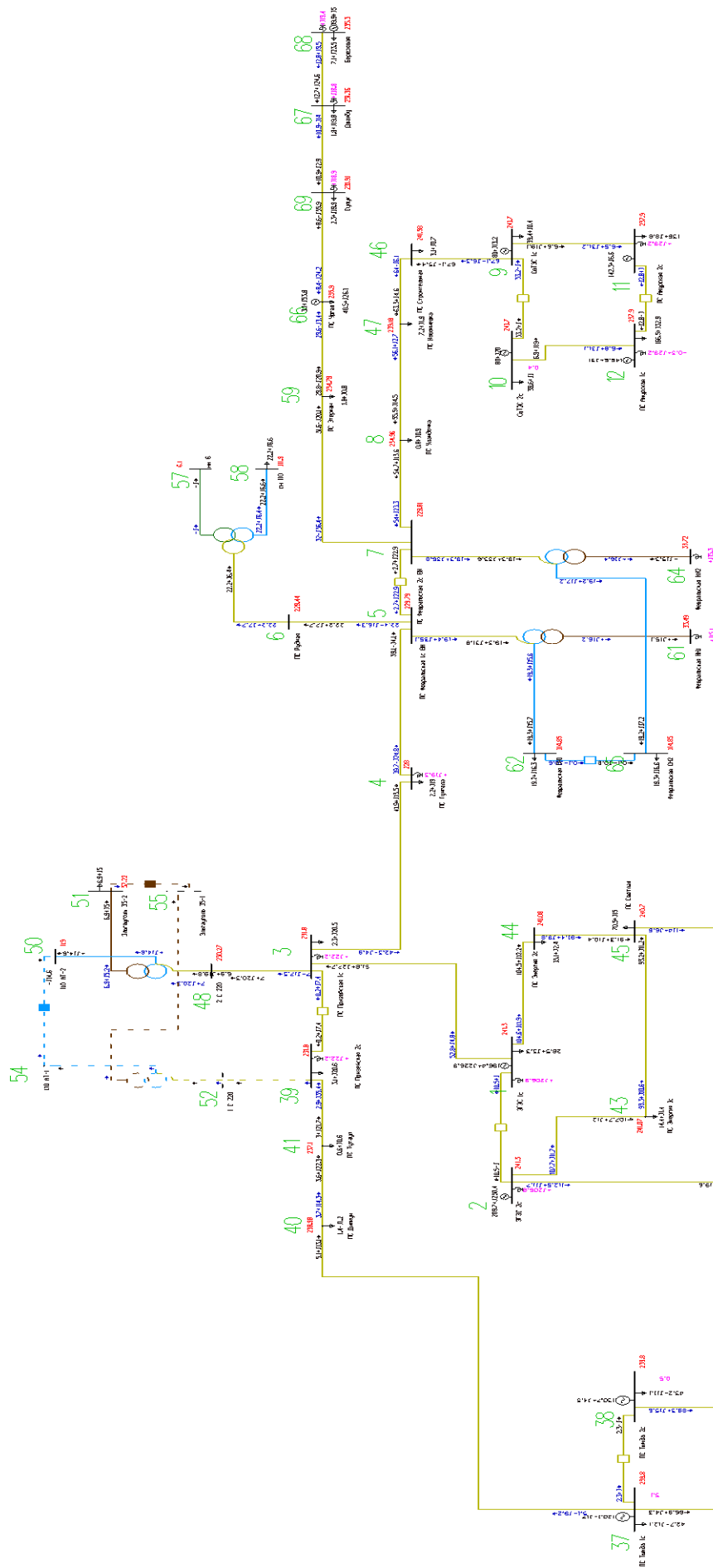


Рисунок 5 – Схема потокораспределения нормального режима на 2023 год

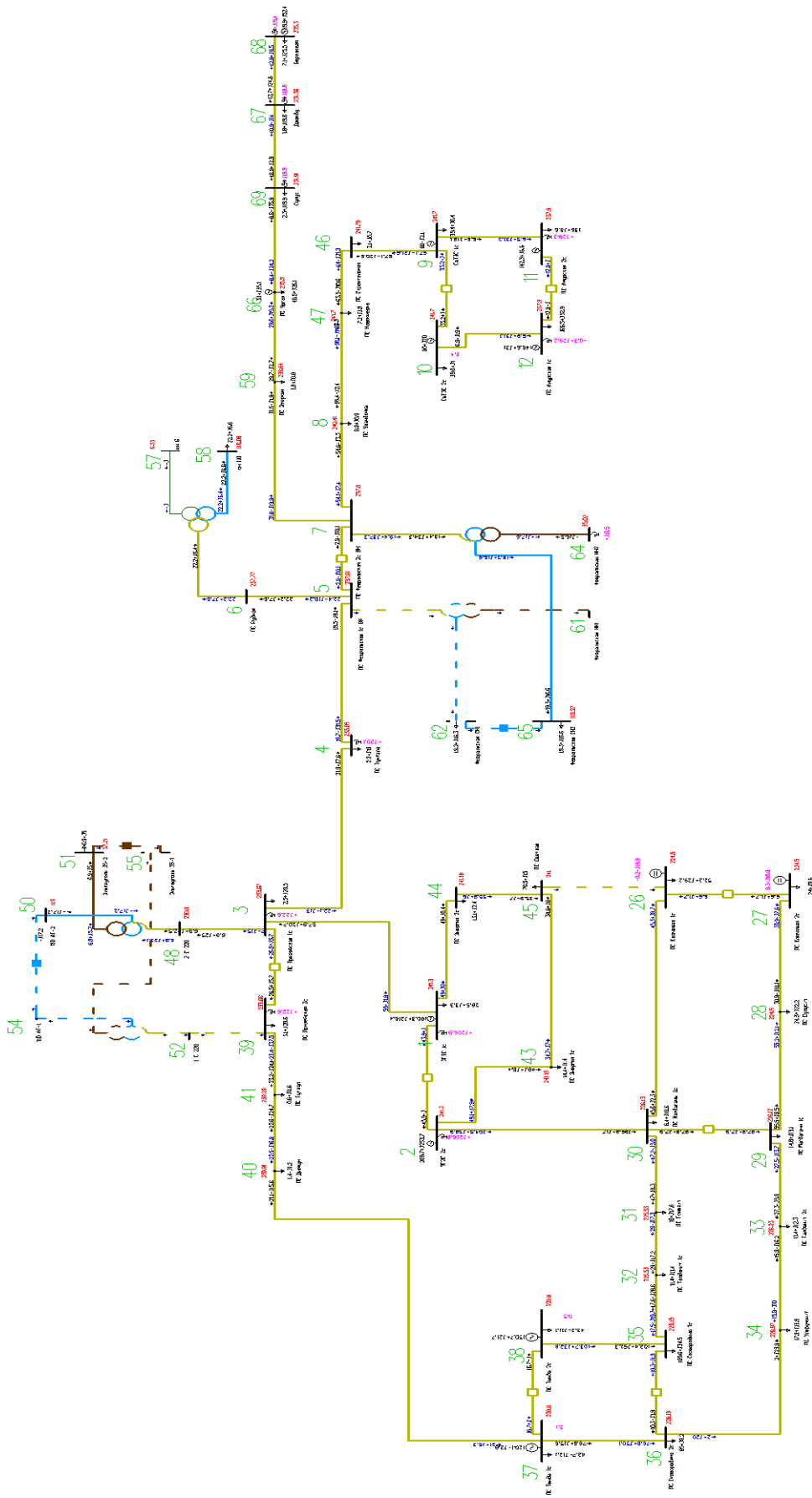


Рисунок 6 – Схема потокораспределения на 2023 год при отключении ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая и одного трансформатора на ПС 220 кВ Февральская

1.8 Выводы

В первом разделе была приведена оценка современного состояния развития железорудного комплекса в России в целом, текущее состояние освоения Мильканского месторождения.

На основании приведенной Стратегии, можно сделать вывод, что до 2030 года в стране планируется масштабное развитие железорудных месторождений и освоение, в том числе Мильканского месторождения на Дальнем Востоке позволить решить поставленные задачи Стратегии.

Проведен схемно-режимный анализ состояния электрических сетей в районе размещения железорудного месторождения. На основе проведенного анализа выявлены слабые места, приведены перспективные мероприятия по их усилению слабых мест (таблица 15), а также сделаны следующие выводы:

- характеристика района расположения Мильканского месторождения показала, что ближайшие источники питания расположены в энергосистеме Амурской области, следовательно будет проработан вариант развития электрических сетей напряжением 220 кВ Амурской энергосистемы. Также важно учитывать климатические характеристики района, т. к. он приближен к районам крайнего севера, где преобладают значительно низкие температуры, это является немаловажным фактором при выборе оборудования. Следует учитывать температурный диапазон, в котором будет работать выбранное оборудование;

- анализ загрузки трансформаторов в электрических сетях, показал, что большинство трансформаторов, установленных на подстанциях в электрических сетях, недогружены. С целью компенсации избыточности реактивной мощности в сети 35 кВ и выше на некоторых подстанциях имеются компенсирующие устройства;

- ток, протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Имеются недозагруженные линии, представлены в таблице 13, что говорит о том, что сечение этих линий завышено, но пропускная

способность позволяет подключать новых потребителей;

– анализ отклонения напряжения в узлах показал, что в нормальном и послеаварийном режимах напряжения в узлах находятся в допустимых пределах, падения напряжения не наблюдаются;

– были учтены установленные ШР и УШР на подстанциях (представлены в таблице 7), которые позволяют решить избыточность реактивной мощности в электрической сети. Количество и мощность компенсирующих устройств достаточна, установка новых устройств не требуется;

– также необходимо учитывать, что ПС 220 кВ Рудная тупиковая (ЗН). Данная схема не является надежной, поэтому при разработке вариантов подключения новых потребителей к данной подстанции на высокой стороне, ПС 220 кВ Рудная будет относиться к проходной и потребуются ее реконструкция (установка дополнительного трансформатора и т.д.).

Таким образом, на основании проведенных расчетов электроэнергетических режимов, рассматриваемый участок сети позволяет подключить новые объекты.

2 ВЫБОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220 КВ

С целью определения современного состояния исследования проводится анализ литературных источников.

2.1 Провода нового поколения

В [57] рассматривается актуальность повышения пропускной способности и надёжности воздушных линий электропередачи, разработки и применения новых проектных и строительных решений, использования современных материалов и технологий. Применение новых материалов и оптимизированных проектных решений актуально также вследствие необходимости масштабной реновации сетевой инфраструктуры, срок службы которой превышает 40-50 лет. Социальные и экономические условия выполнения реновации предполагают применение рациональных и эффективных решений на основании технико-экономического сопоставления

Инновационные линии электропередачи описаны в [12]. Параметры линий определяются на основании исследований, моделирования и лабораторных испытаний. Даны характеристики новых проводов нового поколения и их техническое сравнение. Дана информация о пропускной способности воздушных линий.

В [9] систематизируется обширная информация о новых типах проводов высоковольтных воздушных линий электропередачи и предлагается их классификация по таким существенным конструктивным признакам, как компонентная структура, форма и материал проволок токопроводящей части, материал сердечника. Рассматривается также классификация проводов по уровню их термостойкости с выделением группы высокотемпературных проводов с малой стрелой провеса.

На данный момент в Российской Федерации изготавливаются ПНП различных марок: AACSRZ, AAAC – Z, ACCC (ООО «Ламифил» (Россия)); ACВП, ACBT (ОАО «Северсталь - метиз» филиал «Волгоградский» (Россия)); АСку(АСк2у), АСТ (ОАО «Кирскабель» (Россия)); АСПТ (ООО «ЭМ-Кабель»

(Россия)); СЕНИЛЕК: АТЗ/С, АТЗП/С, АССР (АО «Людиново-кабель» (Россия))

Рост потребления электрической энергии увеличивает актуальность повышения пропускной способности и надёжности ВЛ, разработки и применения новых проектных и строительных решений, использования современных материалов и технологий.

В качестве инновационных технологий применяется выбор проводов нового поколения для подключения нового потребителя в рассматриваемом участке сети.

При строительстве новых линий электропередачи и реконструкции, действующих целесообразно применение проводов нового поколения. Провода обладают улучшенными механическими и электрическими характеристиками по сравнению с сталеалюминиевыми проводами АС.

Отличительные признаки ВЛ нового поколения:

- более высокая надёжность и экономичность в эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание в течение всего срока службы;
- использование передовых безопасных методов строительства и эксплуатации;
- комплексные системы мониторинга и контроля состояния линий, основных конструкций и оборудования;
- эффективные системы защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий и грозовых перенапряжений, защиты проводов и тросов от вибрации и пляски;

Провода должны:

- иметь низкое активное сопротивление переменному току;
- иметь малые потери при передаче электроэнергии;
- обеспечивать высокую коррозионную стойкость;
- обладать высокой механической прочностью.

В [12] показан сравнительный анализ проводов АСПТ и АС. Наиболее характерные преимущества АСПТ по сравнению с обычными проводами АС

закljučаются в следующем:

- обычный алюминий при температуре 90 °С отжигается и резко теряет прочность, сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 150 °С, с пиковыми нагрузками до 180 °С;
- практически полное отсутствие внешней коррозии стали сердечника;
- облегчение процесса плавки гололеда;
- небольшие стрелы провеса;
- аналогичная классическим проводам конструкция, что позволяет использовать все известные типы арматуры, предназначенной для работы с высокотемпературными проводами;
- повышение пропускной способности ЛЭП в 2 раза при том же сечении фазных проводов и, как следствие, уменьшение массы провода. Появляется возможность использовать существующие опоры ЛЭП без их замены или строительства новых трасс с увеличением расстояния между опорами, в том числе через реки, а также в условиях, когда строительство близстоящих опор затруднительно в связи с различными природными и ландшафтными условиями. При сооружении ЛЭП строительство опор составляет основную статью затрат [12].

На основе сравнительного анализа в дальнейшем при выборе марки провода для подключения Мильканского месторождения к электрической сети примем во внимание явное преимущество марки провода АСПТ по сравнению с традиционной марки АС.

2.2 Автоматизированные средства диспетчерского управления

В связи с ростом технологического прогресса возникает потребность в создании более эффективных энергетических объектов с применением новейших технологий. Одним из примеров является дистанционное управление – технология, позволяющая выйти на новый уровень управления электрическими сетями и объектами энергетики. Комплекс устройств и ПО осуществляет удаленное управление объектами энергетики из диспетчерского пункта. Повышенная безопасность, современное ПО, точность управления и

сбора данных – одни из многочисленных плюсов внедрения цифрового дистанционного управления [4].

АСДУ в большинстве случаев являются организационно-техническими системами, что означает наличие функций, выполняемых оператором. С появлением микропроцессорной техники взаимодействие между оператором и технологическим процессом стало осуществляться с помощью SCADA систем, получивших широкое внедрение в АСУ ТП, в частности в электроэнергетике [4].

Структура комплекса АСУ ТП:

- первичные средства автоматизации (датчики, измерительные преобразователи, приборы местного контроля, исполнительные устройства);
- устройства сопряжения с объектом (УСО), контроллеры телемеханики;
- информационно-вычислительный комплекс (АРМ, серверы базы данных);
- каналы и оборудование для передачи информации.

Основные виды микропроцессорных устройств, которые должны использоваться для контроля:

- устройства РЗА присоединений с функцией событийной регистрации;
- устройства передачи сигналов и команд РЗА с функцией событийной регистрации;

устройства РАС и устройства ОМП.

Контроллеры устанавливаются на подстанции. Контроллеры организуют работу цифровых защит и обмен информацией. Контроллеры обмениваются информацией с помощью протоколов [4].

Второй (верхний) уровень используется для обработки, хранения, оперативного контроля и управления, для передачи информации [4].

SCADA-система – (Supervisory Control And Data Acquisition System) – система сбора данных и оперативного диспетчерского управления, обеспечивает выполнение следующих основных функций [3]: прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров

нижних уровней и датчиков; сохранение принятой информации в архивах; вторичная обработка принятой информации; графическое представление хода технологического процесса, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме; прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов; регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы; оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях; формирование сводок и других отчетных документов на основе архивной информации; обмен информацией с другими подсистемами АСУ предприятием; непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами [3].

Одной из обязательных функций, реализуемой любой SCADA-системой, является предоставление оператору на экране наглядной информации о ходе технологического процесса. В связи с этим, большое значение имеют вопросы исследования методов разработки и реализации операторского интерфейса, обеспечения быстродействия графической подсистемы [5].

Диспетчерское управление электрическими сетями характеризуется большими объемами предоставляемой диспетчеру оперативной информации, многовариантностью решения задач управления и дефицитом времени принятия самих решений. Это приводит к затруднениям при восприятии оперативной информации, недостаточной скорости принятия управленческих решений и ошибками, допускаемыми оперативным персоналом во время работы [4].

В этом контексте актуальна проблема системного анализа задач обработки и отображения информации для управления электрическими сетями, что решает система SCADA: формальное описание объектов электрической

сети, их свойств и связей между ними позволяет автоматизировать ряд задач, выполняемых в системах диспетчерского управления [4].

В [48] рассматриваются принципы создания современных автоматизированных систем диспетчерского управления, а также функции входящих в их состав подсистем мониторинга различного назначения. Оцениваются возможности интеграции перспективных технологий в существующую структуру управления энергетическими объектами.

В [50] рассматриваются автоматизированные системы диспетчерского управления. Система делится на два уровня. Первый (нижний) уровень осуществляет сбор и обработку информации непосредственно на энергетическом объекте. Для осуществления сбора и передачи информации используются различные программируемые контроллеры с датчиками для измерения величин:

- тока;
- напряжения;
- мощности.

2.2.1 Сетевой комплекс СК-11

СК-11 представляет собой новое поколение автоматизированных систем управления производством, передачей и распределением электроэнергии, систем управления ремонтами и эксплуатацией, систем управления отказами, систем подготовки оперативного персонала энергосистем [3].

В диспетчерских центрах для управления электроэнергетической системой используется сетевой комплекс СК-11.

Комплекс предназначен для приема, обработки, хранения, передачи и предоставления пользователям телеметрической, отчетной и плановой информации, характеризующей электроэнергетическую систему в режиме реального времени [3].

К основным преимуществам использования относится:

- современная программная платформа;

- высокая производительность при работе с большими объемами данных;
- точность расчетов;
- единая распределенная система, связывающая несколько центров управления; надежность системы [3].

Комплекс СК-11 отслеживает и анализирует в реальном времени информацию об изменении состояния оборудования.

2.2.2 Общая информационная модель

В основу комплекса была положена общая информационная система Common Information Model (общая информационная модель, CIM), которая представляет собой общую информационную модель. CIM является открытым стандартом, который определяет управляемые объекты и их отношения, которые могут быть представлены как совокупность объектов и отношений, независимо от того, кто их изготовитель или производитель.

Система перехода общей информационной моделью СК-11 (CIM) включает развитые инструменты для перехода к единому для всех автоматизированных систем технологического управления источнику данных об объекте управления [25].

На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 1340, субъекты электроэнергетики обязаны предоставлять информацию о своих объектах, входящих в перечень объектов диспетчеризации, влияющих на электроэнергетический режим энергосистемы [36]. А начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации, должно осуществляться в формате, соответствующем требованиям раздела 5 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения» [36], то есть с применением специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала субъекта оперативно-диспетчерского управления.

2.2.3 Дистанционное управление

Для управления энергосистемой с помощью средств автоматизации необходимо ввести необходимые параметры устройства в программный комплекс СК-11. Для этого необходимо создать модель для описания элементов различных классов (выключатели, разъединители и т.п.). После описания необходимо связать все классы в топологический процесс и обновить модель. По полученной модели осуществляется оперативно-диспетчерское управление энергосистемой.

Для получения параметров от объекта диспетчеризации данные телеметрии необходимо передать по каналу связи. Телеметрия – значения параметров оборудования (телеметрия), параметров состояния оборудования (телесигнализация).

Данные, полученные с помощью телеметрии поступают на диспетчерский щит, это дает возможность:

- управлять режимом,
- формировать и отправлять информацию на оптовый рынок электроэнергии и мощности;
- формировать расчётные модели;
- рассчитывать, планировать и анализировать режим [3].

Основные функции устройств телемеханики:

- централизованный дистанционный контроль состояния энергообъектов;
- автоматическое управление технологическим процессом по заданным алгоритмам;
- дистанционное ручное управление объектом;
- удаленный контроль действий обслуживающего персонала;
- сбор и передача в автоматическом режиме по различным каналам связи на верхний уровень (единый диспетчерский пункт) информации о состоянии технологического процесса;
- передача информации в сторонние системы по стандартным коммуникационным протоколам;

- возможность организации "прозрачного канала" доступа к оборудованию смежных систем;
- включение в состав системы телемеханики систем АИИС КУЭ и АРМ РЗА;
- автоматическая блокировка неправильных действий персонала;
- получение детальной информации о параметрах электросети, работы электрооборудования и осуществление диспетчеризации управления в режиме реального времени;
- оптимизация технологических режимов работы;
- обеспечение резервного питания контроллеров от встроенного источника;
- формирование отчетов и графиков по запросу, а также генерирование сводок [3].

Согласно [37] дистанционное управление выключателями, разъединителями и заземляющими разъединителями должно осуществляться с использованием АРМ. В случае отказа АРМ дистанционное управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями должно осуществляться с использованием терминалов. Производство переключений в электроустановках с использованием терминалов по бланкам переключений, составленным для производства переключений с использованием АРМ, допускается только для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима [37].

2.3 Выводы

В разделе был показан анализ литературных источников с целью определения современного состояния инновационных технологий в области проводов нового поколения и внедрения автоматизированной системы средств диспетчерского управления.

На основе сравнительного анализа при выборе направления развития электрической сети будет выбран провод нового поколения марки АСПТ, так как провод нового поколения имеет более улучшенные механические и

электрические характеристики по сравнению с традиционной маркой АС.

Цифровизация в энергетике в нашей стране имеет большую перспективу и развитие такой инновационной технологии как дистанционное управление не исключение. Дистанционная система управления в электроэнергетике является новым подходом к решению задач, связанных с анализом, обработкой, отображением и представлением информации, которая автоматически преобразуется в модели электрических сетей и обеспечивает своевременность решения управленческого решения. В результате использования современных вычислительных комплексов, современного программного обеспечения значительно повышается надежность и экономия энергосистем, а также улучшается работа оперативного персонала. Поэтому чтобы применить данную инновационную технологию выбор коммутационного оборудования для нового потребителя должен удовлетворять требованиям [7].

3 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ МИЛЬКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В данном разделе будет осуществлен прогноз электрических нагрузок, которые в дальнейшем потребуются для решения различных задач, таких как, выбор трансформаторов, выбор сечения проводов, проведения расчетов электроэнергетических режимов с учетом перспективных нагрузок.

3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Для этого необходимо вычислить прирост электрической нагрузки.

Таблица существующих нагрузок (2023 год) представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Нагрузки без учета перспективы

Наименование ПС	Р _{мах} , МВт	Q _{мах} , Мвар
ПС 220 кВ Февральская	38.5	32.9
ПС 220 кВ Тунгала	2.2	19.0
ПС 220 кВ Новокиевка	7.2	1.9
ПС 220 кВ Уландочка	0.8	0.9
ПС 220 кВ Рудная	22.2	6.6
ПС 220 кВ Призейская	5.4	41.1
ПС 220 кВ Светлая	70.5	15.0
ПС 220 кВ Энергия	27.5	3.8
ПС 220 кВ Магдагачи	21.2	23.7
ПС 220 кВ Тутаул	0.6	0.6
ПС 220 кВ Эльгауголь	6.9	21.1
ПС 220 кВ Дипкун	1.4	1.2
ПС 220 кВ Гонжа/т	18.0	17.6
ПС 220 кВ Талдан/т	22.8	23.7
ПС 220 кВ Ульручи/т	17.9	13.9
ПС 220 кВ Сулус/т	24.3	22.2
ПС 220 кВ Строительная	3.1	0.7

Согласно утвержденной СиПР ЭЭС России на 2023 – 2028 гг. до 2028 года определены балансовые показатели. Балансовые показатели представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Балансовые показатели

Наименование	Прогноз по годам					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2-я синхронная зона ЭЭС России, МВт	7925	9007	9482	9559	9687	9732
Прирост в %	–	13,65	5,27	0,81	1,34	0,46
Средний прирост в %						4,31

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0431, согласно СиПР ЭЭС России на 2023 – 2028 гг.;

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

Так как ПС 220 кВ Мильканская вводится в 2025 году, то среднегодовой относительный прирост нагрузки на 2028 год согласно таблице 15 составит 1,08 % ($\varepsilon = 0,0108$).

Средняя активная и реактивная мощности определяются:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (10)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар}; \quad (11)$$

где P_{max} , Q_{max} , – максимальные активная и реактивная мощности;

k_{max} – коэффициент максимума.

Эффективная мощность определяется:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi} \text{ МВт}; \quad (12)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi} \text{ Мвар}; \quad (13)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы.

Минимальная мощность определяется:

$$P_{\text{мин}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi} - 1}) = P_{\text{ср}} \cdot k_{\text{мин}}; \quad (14)$$

$$Q_{\text{мин}} = Q_{\text{ср}} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi} - 1}) = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\text{мин}}; \quad (15)$$

Результаты сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Вероятностные характеристики с учетом прогноза

Наименование ПС	Рмах, МВт	Qмах, Мвар	Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рмин, МВт	Qмин, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Февральская	47.5	40.60	39.59	33.83	43.55	37.22	27.71	23.68
ПС 220 кВ Тунгала	2.7	23.50	2.26	19.58	2.49	21.54	1.58	13.71
ПС 220 кВ Новокиевка	8.9	2.30	7.40	1.92	8.14	2.11	5.18	1.34
ПС 220 кВ Уландочка	1.0	1.10	0.82	0.92	0.90	1.01	0.58	0.64
ПС 220 кВ Рудная	27.4	8.20	22.83	6.83	25.11	7.52	15.98	4.78
ПС 220 кВ Призейская	6.7	50.70	5.55	42.25	6.11	46.48	3.89	29.58
ПС 220 кВ Светлая	87.0	18.50	72.50	15.42	79.75	16.96	50.75	10.79
ПС 220 кВ Энергия	33.9	4.70	28.28	3.92	31.11	4.31	19.80	2.74

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Магдагачи	26.2	29.30	21.80	24.42	23.98	26.86	15.26	17.09
ПС 220 кВ Тутаул	0.7	0.70	0.62	0.58	0.68	0.64	0.43	0.41
ПС 220 кВ Эльгауголь	8.5	26.00	7.10	21.67	7.81	23.83	4.97	15.17
ПС 220 кВ Дипкун	1.7	1.50	1.44	1.25	1.58	1.38	1.01	0.88
ПС 220 кВ Гонжа/т	22.2	21.70	18.51	18.08	20.36	19.89	12.96	12.66
ПС 220 кВ Талдан/т	28.1	29.30	23.45	24.42	25.79	26.86	16.41	17.09
ПС 220 кВ Ульручы/т	22.1	17.20	18.41	14.33	20.25	15.77	12.89	10.03
ПС 220 кВ Сулус/т	30.0	27.40	24.99	22.83	27.49	25.12	17.49	15.98
ПС 220 кВ Строительная	3.8	0.90	3.19	0.75	3.51	0.83	2.23	0.53
ПС 220 кВ Мильканская	105.5	42.20	87.92	35.17	96.71	38.68	61.54	24.62

Также на 2028 год были учтены перспективные мероприятия, планируемые к реализации согласно СиПР ЭЭС России на 2023 – 2028 гг. Перечень перспективных мероприятий, а также их назначение приведено в таблице 18 раздела 1.

Схема потокораспределения на 2028 год представлена на рисунке 7.

3.2 Разработка вариантов подключения Мильканского месторождения к электрической сети

Исходными данными при составлении вариантов сети являются взаимное расположение источников питания и пунктов потребления электрической энергии, уровни электрических нагрузок по активной и реактивной мощностям. Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети.

Возможные варианты подключения Мильканского месторождения (ПС 220 кВ Мильканская) приведено на рисунках 8 – 10 и в таблице 19.

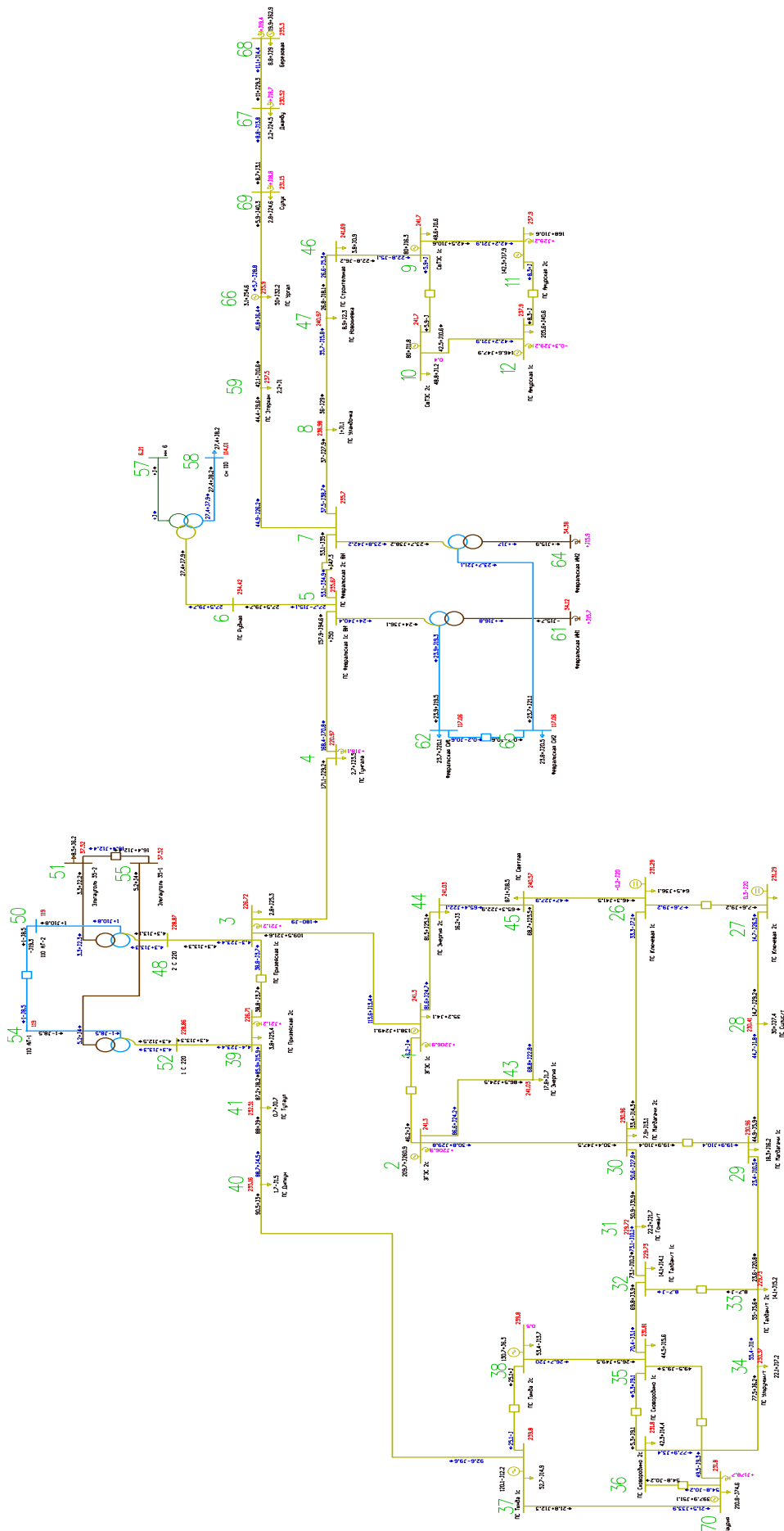


Рисунок 7 – Схема потокораспределения нормального режима на 2028 год

Вариант № 1



Вариант № 3



Вариант № 2



Рисунок 8 – Тупиковое подключение (Варианты № 1 – № 3)

Вариант №4



Вариант №5



Вариант №6



Вариант №7



Рисунок 9 – Кольцевое подключение (Варианты № 4 – № 7)

Вариант №8



Рисунок 10 – Подключение вблизи собственного ИП (Вариант №8)

Таблица 19 – Перечень основных мероприятий необходимых для реализации

Вариант	Технические мероприятия
1	2
1	Реконструкция ПС 220 кВ Рудная (РУ ВН), установка второго трансформатора
	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Рудная – Мильканская ориентировочной протяженностью 378,2 км (2x189,1)
	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь (РУ ВН)
3	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Эльгауголь – Мильканская ориентировочной протяженностью 651 км (2x325,5)
4	Реконструкция ПС 220 кВ Березовая (РУ ВН)
	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
5	Строительство двух ВЛ 220 кВ Березовая – Мильканская ориентировочной протяженностью 580 км (2x290)
	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь (РУ ВН)
5	Реконструкция ПС 220 кВ Рудная (РУ ВН), установка второго трансформатора
	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
	Строительство ВЛ 220 кВ Рудная – Мильканская ориентировочной протяженностью 189,1 км и ВЛ 220 кВ Эльгауголь – Мильканская ориентировочной протяженностью 325,5 км

1	2
6	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
	Реконструкция ПС 220 кВ Рудная (РУ ВН), установка второго трансформатора
	Реконструкция ПС 220 кВ Березовая (РУ ВН)
	Строительство ВЛ 220 кВ Рудная – Мильканская ориентировочной протяженностью 189,1 км и ВЛ 220 кВ Березовая – Мильканская ориентировочной протяженностью 290 км
7	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
	Реконструкция ПС 220 кВ Рудная (РУ ВН), установка второго трансформатора
	Реконструкция ПС 220 кВ Февральская (РУ ВН)
	Строительство ВЛ 220 кВ Рудная – Мильканская ориентировочной протяженностью 189,1 км и ВЛ 220 кВ Февральская – Мильканская ориентировочной протяженностью 277,8 км
8	Строительство ПС 220 кВ Мильканская
	Строительство электростанции малой мощности
	Строительство линии от новой электростанции до ПС 220 кВ Мильканская

Рассмотрим каждый вариант более детально, сравнив по протяженности линий и примерному количеству выключателей. Сравнительный анализ приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнительный анализ вариантов

Вариант		Длина линии, км	№ выключателей, шт	Суммарная протяженность линий, км	Суммарное № выключателей, шт
1		2	3	4	5
1	ПС 220 кВ Рудная РУ ВН – 12	2x189,1	7	378,2	10
1	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН		3		
2	ПС 220 кВ Эльгауголь РУ ВН – 12	2x325,5	7	651	10
	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН		3		
3	ПС 220 кВ Березовая РУ ВН – 12	2x290 ²	7	580 ²	10
	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН		3		
4	ПС 220 кВ Эльгауголь РУ ВН – 12	325,5	7	514,6	13

1	2	3	4	5	1
	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН	–	3		
	ПС 220 кВ Рудная РУ ВН – 5АН	189,1	3		
5	ПС 220 кВ Эльгауголь РУ ВН – 12	325,5	7	615,5	17
	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН	–	3		
	ПС 220 кВ Березовая РУ ВН – 12	290	7		
6	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН	–	3	479,1	13
	ПС 220 кВ Березовая РУ ВН – 12	290	7		
	ПС 220 кВ Рудная РУ ВН – 5АН	189,1	3		
7	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН	–	3	466,9	5 ¹
	ПС 220 кВ Рудная РУ ВН – 5АН	189,1	3		
	ПС 220 кВ Февральская РУ ВН – 12	277,8	1*		
8	ПС 220 кВ Мильканская РУ ВН – 5АН	–	3	–	3

Примечание:

1. В связи с тем, что РУ ВН на ПС 220 кВ Февральская выполнено по схеме 12, то для подключения потребуется вместо 7 выключателей, только 1.

2. Протяженность линии примерная, строительство новой линии будет осложнено наличием двух охраняемых зон (Буреинский заповедник и Ольджиканский государственный природный заказник).

В виду того, что место расположения железорудного месторождения обладает рядом отрицательных факторов, свойственных территориям, расположенным севернее: малую плотность населения и низкий уровень хозяйственного освоения, а также отсутствия транспортных дорог с внешним миром (нет ни железнодорожных дорог ни автомагистральных), следовательно, транспортировка топлива (уголь) с ближайшего угольного месторождения (Эльгинское) на данном этапе невозможно, поэтому, строительство электростанции вблизи месторождения рассматриваться не будет. Также вблизи нет рек, позволяющих построить малую ГЭС. Следовательно, вариант № 8 в дальнейшем не рассматривается.

Таким образом, для дальнейшего рассмотрения были выбраны варианты по наименьшей протяженности ЛЭП и количеству выключателей, Вариант № 1 и Вариант № 7.

3.2.1 Режимный анализ выбранных вариантов

В связи с тем, что при рассмотрении нормального режима в ПВК RastrWin3 для выбранных вариантов (Вариант № 1 и Вариант № 7) было зафиксировано превышение по току на транзите ЗГЭС – Призейская – Тунгала – Февральская, что требует дополнительного строительства второй цепи по данному транзиту, что увеличит суммарную длину строительства новых линий до 875,54 км (Вариант № 1) и 936,8 (Вариант № 7) соответственно, увеличению количества выключателей и затрат в целом. Анализ токовой загрузки линий для Варианта № 1 и Варианта № 7 представлен в таблице 21.

Подробный анализ приведен в Приложении А.

Таблица 21 – Токовая загрузка ЛЭП для Варианта № 1 и Варианта № 7

Название	Инач, кА	Икон, кА	ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	2	3	4	5
Нормальный режим с токовой загрузкой линий более 70 % для Варианта № 1				
ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	862	854	710	121
ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	807	786	710	114
ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	584	581	710	82

1	2	3	4	5
Нормальный режим с токовой загрузкой линий более 70 % для Варианта № 7				
ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	778	771	710	109.6
ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	738	722	710	103.9
ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	554	541	710	78

На основании вышеуказанного, в качестве дальнейшего рассмотрения варианта развития электрической сети были выбраны Вариант № 2 (по количеству выключателей) и Вариант № 4 (по наименьшей длине строительства новых линий).

Схемы потокораспределений в нормальном режиме для Варианта № 2 и Варианта №4 приведены на рисунках 11 – 12.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии, кроме того при передаче большой реактивной мощности напряжения в точках поставки может снижаться ниже значений установленным в [35].

Решением данной проблемы является КРМ – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно вблизи потребителя или на шинах РУ НН от которого он питается [6].

При проектировании развития электрической сети для наибольшего эффекта от КРМ целесообразно устанавливать КУ в сетях напряжения 10, 35 кВ. Отсюда принято решение при технической проработке считать, что КРМ проведена с сетей более низкого напряжения и выдержан предельный коэффициент [35], максимальное значение которого не должно превышать 0,4 для сетей 6 – 10 кВ и 35 кВ, а также 0,5 для сетей 110 кВ, поэтому КРМ для сетей указанных классов напряжения не рассматривалась.

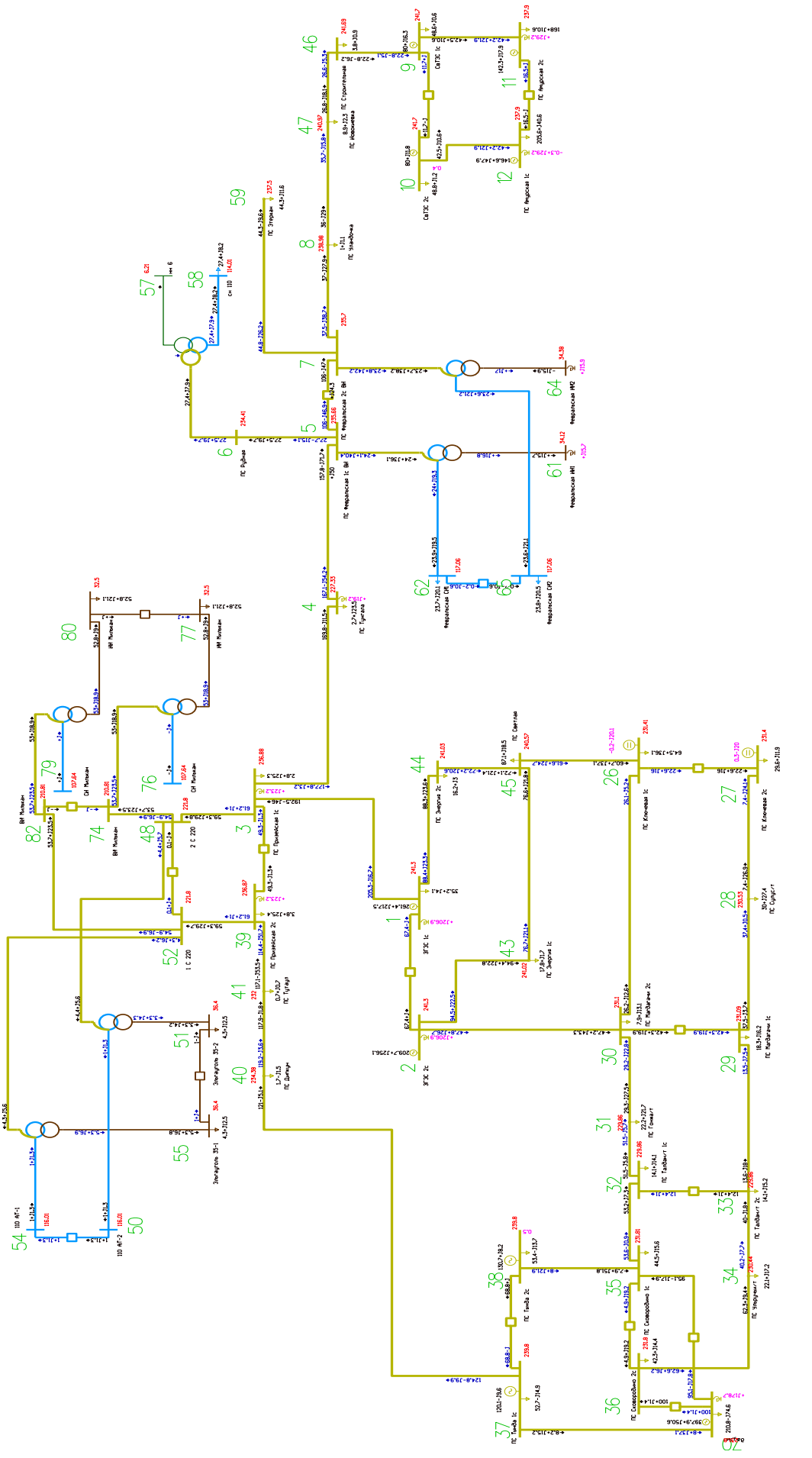


Рисунок 11 – Схема потокораспределения нормального режима Вариант № 2

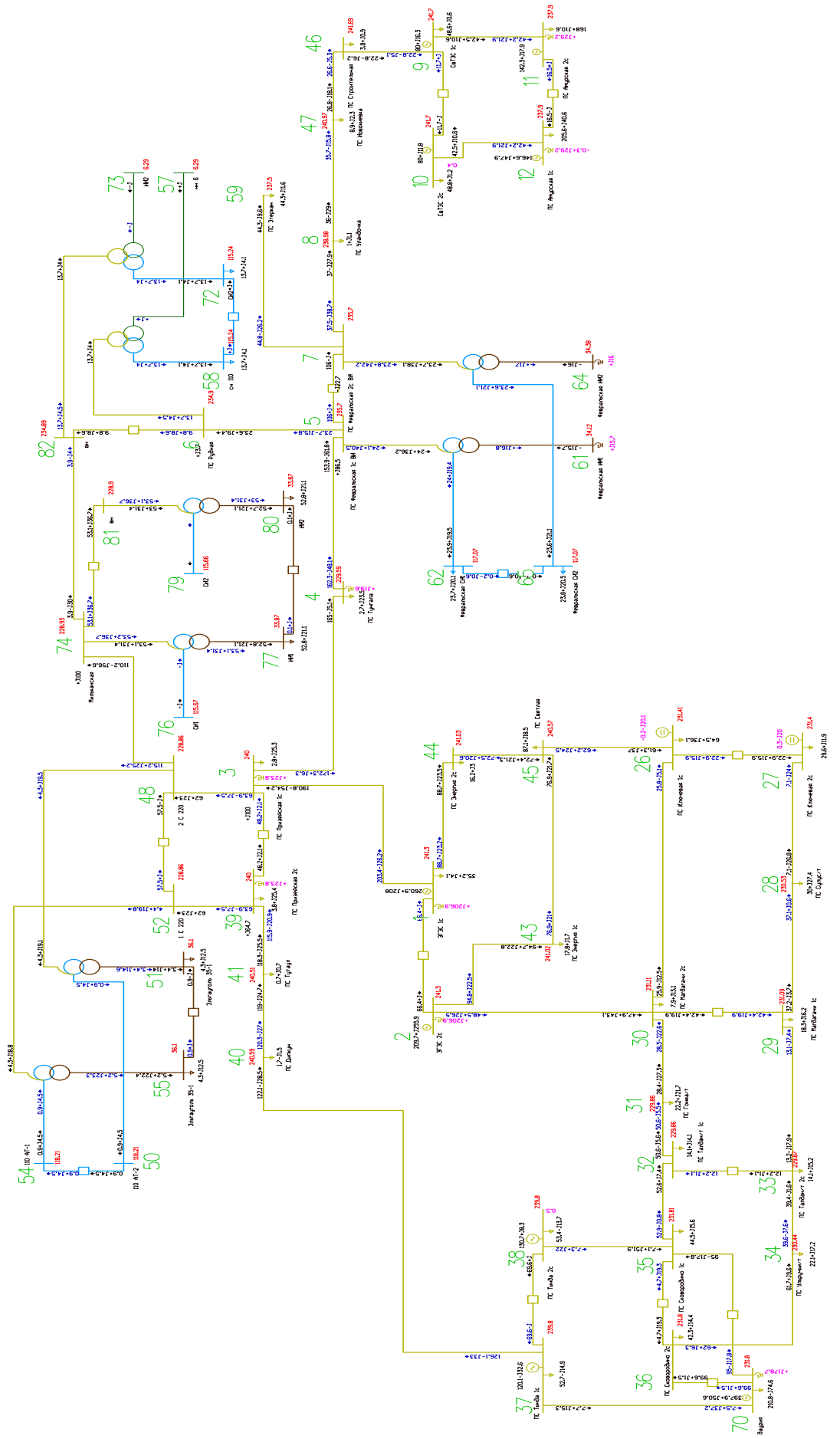


Рисунок12 – Схема потокораспределения нормального режима Вариант № 4

Для определения необходимой мощности КУ проводим расчет в программе RastWin3. Для этого в узлах, моделирующих вновь вводимые подстанции, необходимо зафиксировать модуль требуемого напряжения и в этих узлах задать достаточно большие диапазоны регулирования реактивной мощности, например, $\min=-100$, $\max=100$. После выполнения расчета генерация реактивной мощности в этих узлах показывает необходимую мощность компенсирующего устройства [10].

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (16)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой.

$$Q_3 = 105,5 \cdot 0,4 = 42,2$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\max} - Q_3 \quad (17)$$

$$Q_{\text{ку}} = 42,2 - 42,2 = 0$$

На основании расчета делаем вывод, что компенсация реактивной мощности не требуется, а следовательно, установка КУ не требуется.

3.4 Выбор сечения проводов для проектируемых линий

В связи с тем, что проектирование воздушных линий предполагается в районе с большими гололедными и ветровыми нагрузками, а также требуется передача большой мощности электроэнергии (105 МВт) целесообразно рассмотреть применение провода нового поколения.

В настоящее время для проводов нового поколения не отработаны четкие методики выбора и проверки, однако выбор по нагреву длительно допустимым

током классический и подходит также и для ПНП [51]. Выбранное сечение проверяется по условиям нормального функционирования подключаемых подстанции в случае отключения одной цепи ВЛ. В таком режиме работы вся максимально заявленная мощность потребителей должна будет передаваться через оставшиеся в работе ЛЭП, с учетом требуемого качества электроэнергии, согласно [6, 35]. Поэтому для выбора провода будут использованы только указанные выше критерии.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток, протекающий по линии.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{maxi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (18)$$

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

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

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (19)$$

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

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

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

Коэффициент $\alpha_t=1$ принимаем для $T_{MAX}=5500$ ч.

Максимальная активная мощность на ПС 220 кВ Мильканская с учетом перспективы составит 105,5 МВт.

Находим максимальную реактивную мощность:

$$Q_m = P_m \cdot \operatorname{tg} \varphi = 105,5 \cdot 0,4 = 42,2 \text{ Мвар} \quad (20)$$

Рассчитаем максимальный ток:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{105,5^2 + 42,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 149 \text{ А}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 49,9 \cdot 1 \cdot 1 = 49,9 \text{ А}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) для новой ВЛ подходит провод марки АС 240/32 с ДДТН равным 610 А при температуре +25 °С [64], но так как было принято решение о выборе провода нового поколения, то к установке подходит провод марки АСПТ-240/32 [50]. Сравнительный анализ проводов марки АС 240/32 и АСПТ-240/32 приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительный анализ технических характеристик проводов АС 240/32 и АСПТ-240/32

Параметр	АС 240/32	АСПТ-240/32
1	2	3
Диаметр, мм	21,55	21,6
Сечение, мм ²	38,6	31,67
Сопротивление, Ом/км	0,1176	0,1182
Разрывное усилие, кН	84,51	75,05
Масса, кг/км	905,3	921
Длительно допустимая температура провода, °С	150	90
Длительно допустимый ток, А	1058,6	605

Как видно из таблицы 22 провод АСПТ имеет лучшие технические характеристики по сравнению проводом АС.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АСПТ-240/32 длительный допустимый ток равен 1058,6 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{н.ав} = \frac{\sqrt{105,5^2 + 42,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 298,2 \text{ А}$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой подстанции.

3.5 Выбор трансформаторов

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по следующей формуле:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}{N \cdot K_3} \quad (21)$$

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

N – количество трансформаторов,

P_n – активная мощность нагрузки на низкой стороне, МВт,

Q_n – реактивная мощность нагрузки на низкой стороне, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 13.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{105,5^2 + 42,2^2}}{2 \cdot 0,7} = 81,16$$

Выбираем к установке трансформатор АТДЦТН 125000/220/110 [23].

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (22)$$

$$K_{3.НОРМ} = \frac{\sqrt{105,5^2 + 42,2^2}}{2 \cdot 125} = 0,5$$

В послеаварийном режиме

$$K_{3.П.АВ} = \frac{\sqrt{105,5^2 + 42,2^2}}{1 \cdot 125} = 0,9$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки. Проверка теплового режима трансформатора не требуется.

Схемы потокораспределения нормального режима для Варианта № 2 и Варианта № 4 с учетом выбранного оборудования приведены на рисунках 11 – 12.

3.6 Выводы

В данном разделе был осуществлен прогноз электрических нагрузок на 2028 год, разработаны варианты подключения нового потребителя к электрической сети. На основе проведенного анализа выбрано два варианта подключения (Вариант № 2 – по количеству выключателей, Вариант № 4 – по наименьшей длине строительства новых линий) для дальнейшей проработке, анализа и выбора наиболее оптимального варианта развития электрической сети.

Выбраны провод нового поколения марки АСПТ-240/32 для подключения ПС 220 кВ Мильканская к электрической сети и трансформаторы марки АТДЦТН 125000/220/110.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ МИЛЬКАНСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В данном разделе представлен выбор оптимального варианта развития сети на основе проведения расчета надежности и технико-экономического сопоставления предложенных двух вариантов выбран наиболее выгодный вариант развития электрической сети.

При анализе нормального и послеаварийного режимов принятых вариантов, было выявлено слабое место, а именно, на транзите Призейская – Тутаул – Дипкун – Тында зафиксировано превышение токовой загрузки. для обоих вариантов требуется дополнительное усиление сети, путем строительства второй цепи на указанном транзите или путем строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Токовая загрузка ЛЭП в ПАР для обоих вариантов приведена в таблице 23. Подробный анализ режимов приведен в Приложении А.

Также было принято решение для Варианта № 4 установить второй трансформатор на ПС 220 кВ Рудная для усиления надежности сети, так как при отказе любого выключателя отключается теряется транзит мощности через сторону ВН подстанции.

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП в ПАР

Название	Инач, кА	Икон, кА	ДДТН	I/I _{dop} ДДТН
1	2	3	4	5
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для Варианта № 2				
ПС Тында 1с - ПС Дипкун	914	910	710	129
ПС Дипкун - ПС Тутаул	905	898	710	127
ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	818	827	710	117
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для Варианта № 4				
ПС Тында 1с - ПС Дипкун	953	957	710	135
ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	919	933	710	131
ПС Дипкун - ПС Тутаул	926	922	710	130

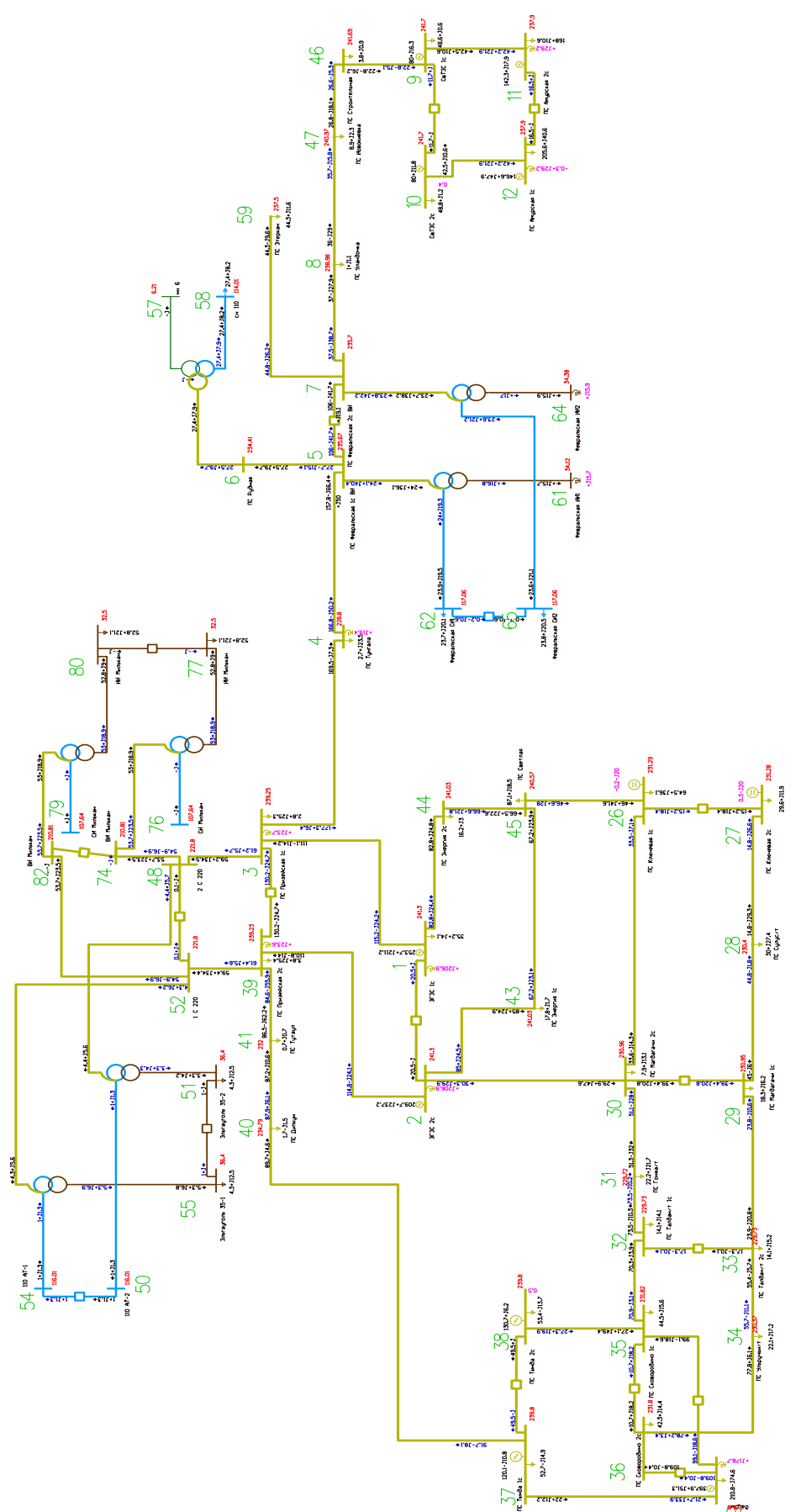


Рисунок 14 – Схема потокораспределения нормального режима с учетом строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская, Вариант № 2

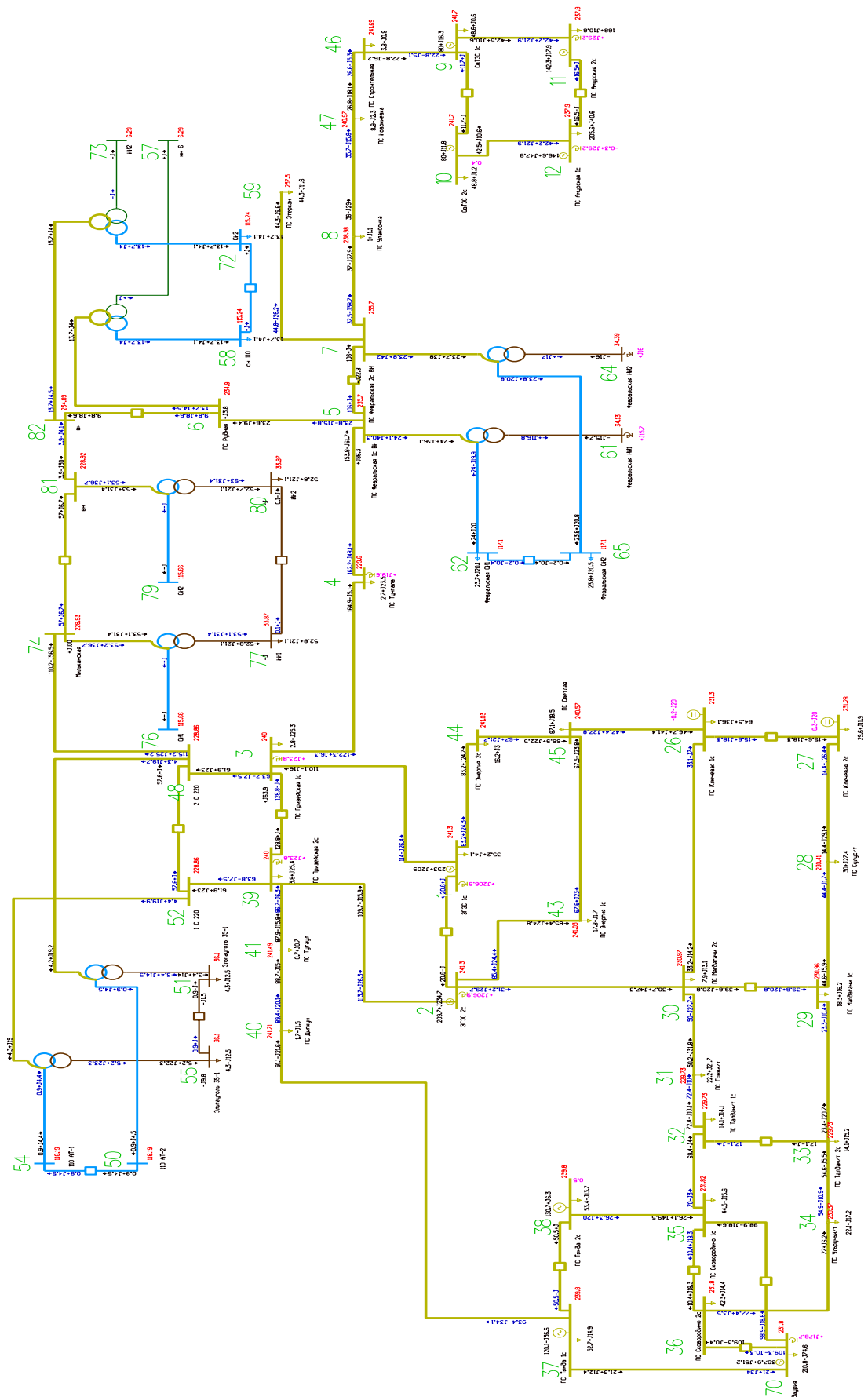


Рисунок 15 – Схема потоков распределения нормального режима с учетом строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская, Вариант № 4

Однако в ряде случаев могут дополнительно потребоваться расчеты количественных показателей надежности, в частности, для решения следующих вопросов:

– сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;

– обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований. При сопоставлении различных мероприятий для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности или обосновании экономической целесообразности повышения надежности сверх нормативных требований рекомендуется рассматривать математическое ожидание ущерба от вынужденных простоев (аварийных отключений).

В современных условиях функционирования электроэнергетики математическое ожидание ущерба от плановых простоев должно учитываться при заключении двухстороннего договора купли-продажи электроэнергии.

Надежность рассматриваемых схем определяется по средствам аналитического метода.

Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей [44].

В качестве расчётного режима принимается состояние полного погашения схемы электроснабжения. Расчётная схема конфигурации электрической сети (Вариант №2) представлена ниже на рисунке 16.

В таблице 24 приведены показатели надежности элементов, входящих в состав структурной схемы.

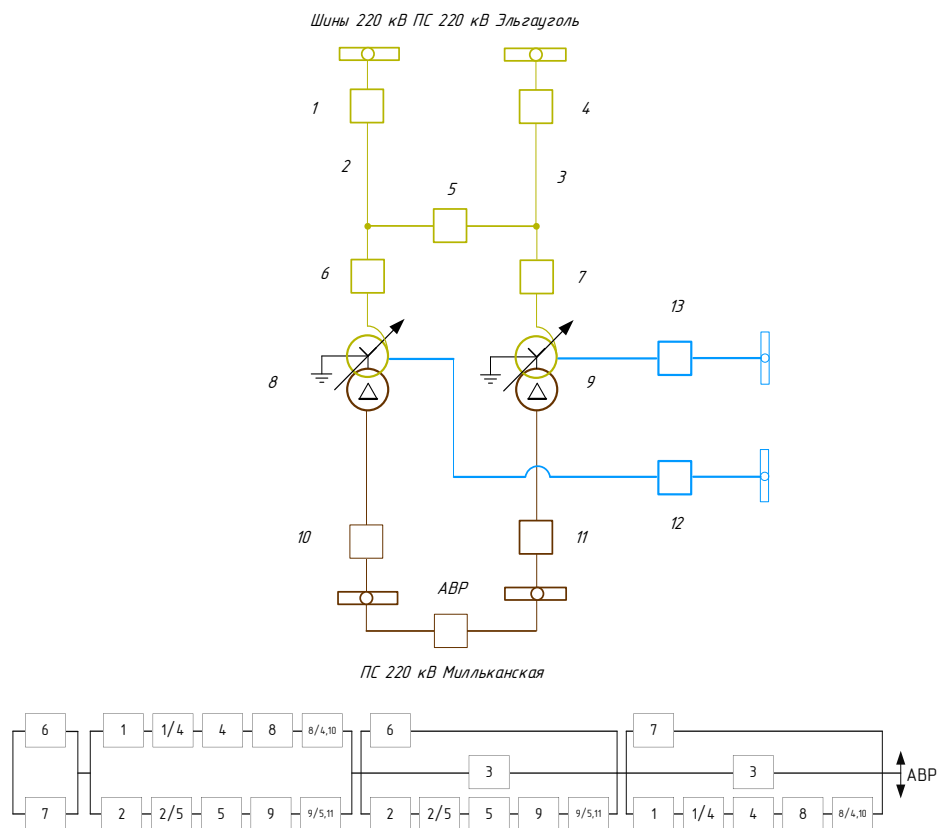


Рисунок 16 – Расчетная схема проектируемой подстанции

Таблица 24 – Показатели надежности элементов, входящих в состав структурной схемы

Элементы схемы	U _{ном} , кВ	№ элемента в схеме	Параметр				
			λ_0 , 1/км ·год λ 1/год	l , км	$t_в$, ч	$\lambda_{нр}$, 1/год	$t_{нр}$, ч
Выключатели	220	1, 2, 3	–/0,016	–	25	0,8	15
	35	8, 9	–/0,016	–	40	0,8	8
ЛЭП	220	6, 7	0,005/–	2x325,5	11	2,8	17
Трансформаторы	220	4, 9	–/0,025	–	60	1	30

Определяем вероятность отказа системы с учетом преднамеренных отключений:

$$q_c = q_I \cdot q_{II} + K_{нрI} \cdot q_{нрI} \cdot q_{II} + K_{нрII} \cdot q_{нрII} \cdot q_I \quad (23)$$

Однако, коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого элемента определяется следующим образом [44]:

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{t_{np}}{t_{экс}}} \quad (24)$$

После определения параметра потока отказов системы, состоящей из двух параллельных и последовательно соединенных элементов проводится расчет средней вероятности состояния отказа системы:

$$q_c = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \overline{t_{Bi}} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{npi} \cdot \overline{t_{npi}} \prod_{j=1}^n \lambda_j \cdot \overline{t_{Bj}}, \quad (25)$$

По формуле 25 найдем вероятность отказа для варианта № 2:

$$q_{э1} := (q_1 + q_{ВЛ} + q_6 + q_{ТР}) + [(q_1 + q_{ВЛ}) \cdot q_5 \cdot (q_7 + q_{ТР})] = 2.306 \times 10^{-3}$$

$$q_{э2} := (q_4 + q_{ВЛ} + q_7 + q_{ТР}) + [(q_4 + q_{ВЛ}) \cdot q_5 \cdot (q_6 + q_{ТР})] = 2.306 \times 10^{-3}$$

$$q_{э} := q_{э1} + q_{э2} = 4.612 \times 10^{-3}$$

Подробный расчет для Варианта № 2 и Варианта № 4 был выполнен в MathCAD 15. Результаты приведены в Приложении Б.

Основные результаты сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Результаты расчета показателей надежности

Параметр	Вариант № 2	Вариант №4
Вероятность отказа	$4,612 \cdot 10^{-3}$	$3,756 \cdot 10^{-3}$
Среднее время восстановления, ч	531,63	632,9
Среднее время безотказной работы, лет	0,326	0,4
Время безотказной работы, лет	0,034	0,042
Ущерб недоотпуска, тыс. руб	$3,556 \cdot 10^3$	$2,895 \cdot 10^3$

По итогам показателей надежности был рассчитан показатель среднегодового ущерба от недоотпуска электроэнергии, по которому можно сделать вывод, что ущерб недоотпуска электрической энергии во четвертом варианте меньше, чем во втором.

4.2 Оценка экономической эффективности сравниваемых вариантов

Эффективность вложения капитала в любой инвестиционный проект является решающим условием финансовой устойчивости предприятия. Так как капитальные вложения имеют свой определенный объем и ограничивают финансовые возможности предприятия для достижения поставленного результата, то возникает необходимость заранее спланировать те или иные инвестиционные решения, провести анализ и сделать оценку финансовой эффективности. Поэтому цель данного раздела заключается в сравнении финансовых затрат на реализацию предложенных вариантов подключения. При расчете затрат на реализацию проекты использовались данные [62]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов капиталовложений при планировании новых электросетевых объектов. Данные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

Для того, чтобы определить фактические цены электросетевого строительства по данным приказа Минстроя по состоянию на 1 апреля 2023 года коэффициент инфляции (индекс перехода от базовых цен) 2000 г. к ценам текущего 2023 г. рекомендуется принимать величину 2,3.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение линий и подстанции по объектам производственного назначения.

При технико-экономическом обосновании электросетевых объектов используется формула приведенных (дисконтированных) затрат [45]:

$$Z_i = \sum_{i=1}^{T_{расч}} (E_H K_t + \Delta I_t) (1 + E_{H.П.})^{i-t} \quad (26)$$

где K_t – капитальные вложения в год t ;

$E_{н.п.}$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к уровню ежегодных издержек;

I_t – издержки в t -й год;

$E_{н.п.}$ – норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконтирования).

Ставка дисконтирования принимается на уровне нормы доходности инвестиционного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии в ЕНЭС без учета инфляции.

4.2.1 Расчет капиталовложений в строительство проектируемых объектов

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (27)$$

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

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);

3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ}) \cdot \kappa_{инф} \cdot \kappa_{зон}, \quad (28)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в РУ;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$\kappa_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока [59];

$\kappa_{инф}$ – коэффициент инфляции на 2023 год.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа, мощности и уровня номинального напряжения [61].

Капитальные затраты на ОРУ (количество выключателей зависит от принятой схемы РУ на подстанции).

В капиталовложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательские работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж [61].

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{\Sigma ЛЭП} = (K_{ЛЭП} + Z_{ПД} + K_{ПОСТ}) \cdot \kappa_{инф} \cdot \kappa_{зон}, \quad (29)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложение в строительство линий;

$Z_{ПД}$ – затраты на вырубку и устройства лежневых дорог;

$K_{пост}$ – стоимость постоянного отвода земли при строительстве линий.

Подробный расчет приведен в Приложении В.

Результаты расчета приведены в таблице 26.

Таблица 26– Результаты расчета капитальных вложений с учетом инфляции

Элементы сети	Вариант №2	Вариант №4
Подстанция, тыс.руб	$0,309 \cdot 10^6$	$0,421 \cdot 10^6$
ЛЭП, тыс.руб	$4,202 \cdot 10^6$	$4,094 \cdot 10^6$
Итого, тыс.руб	$4,511 \cdot 10^6$	$4,515 \cdot 10^6$

4.2.2 Расчет амортизационных отчислений

Цель амортизации – накопить финансовые средства с последующим возмещением изношенных основных фондов.

Амортизационными отчислениями называют денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i -го вида оборудования [61].

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (30)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы электросетевого оборудования (для ВЛ – 45 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [61].

Расчет приведен в Приложении В.

4.2.3 Расчет эксплуатационных затрат

Так как для любого оборудования характерен износ и старение, что приводит к изменению технических параметров и рабочего состояния в целом, то необходимо принимать своевременные меры по поддержанию качества и технического состояния оборудования, путем технического обслуживания, планово-предупредительных работ и т.д.

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (31)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт*ч/год;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 0,1161 руб/кВт*ч [34].

Расчет эксплуатационных издержек приведен в Приложении В.

Результаты расчета представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета капитальных издержек

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№2	48758,5	108825,9	5059,0	157584,4
№4	52364,4	112017,8	5075,0	165482,2

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат.

Затраты [11] определяются по формуле 32:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (32)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования Центрального Банка РФ, принимаем равный 0,1

Все результаты, полученные в ходе экономического расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Экономическое сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
2	4510825,2	157584,4	792655,9
4	4515076,6	165382,2	800387,9

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант № 2, так как капиталовложения, издержки, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению вариантом № 4.

4.3 Выводы

При анализе нормального и послеаварийного режимов было выявлено узкое место сети, для устранения которого принято решение о строительстве второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская. Также для Варианта № 4 требуется дополнительная установка второго трансформатора на ПС 220 кВ Рудная.

На основе проведенных расчетов и анализа полученных результаты были сделаны следующие выводы:

– по итогам показателей надежности был рассчитан показатель среднегодового ущерба от недоотпуска электроэнергии, по которому можно сделать вывод, Вариант № 4 принесет меньше ущерба от недоотпуска электроэнергии по сравнению с Вариантом № 2.

– из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант № 2, так как капиталовложения, издержки, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантом № 4.

На основе вышеизложенных выводов принимаем для дальнейшего рассмотрения вариант развития электрической сети № 2 по технико-экономическому сравнению.

5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ МИЛЬКАНСКОГО ЖРМ

Техническая проработка принятого варианта развития электрической сети заключается в правильном выборе основного оборудования, а именно выбор и проверка выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ошиновки и опорных изоляторов, трансформаторов собственных нужд, ограничителей перенапряжений, выбор.

Для выбора оборудования необходимо провести расчет токов короткого замыкания, а также учитывать, что выбранное оборудование должно иметь возможность управлять им дистанционно.

5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения ПС 220 кВ Мильканская

При выборе схем распределительных устройств подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах [15,32].

Схемы ПС должны формироваться таким образом, чтобы была возможность их поэтапного развития. При возникновении аварийных ситуаций должна быть возможность восстановления энергоснабжения потребителей средствами автоматики. Число и вид коммутационных аппаратов выбираются с учётом возможности проведения поочередного ремонта отдельных элементов ПС без отключения других присоединений [55].

Территория открытых подстанций формируется в основном за счет открытых распределительных устройств (ОРУ) высшего напряжения (ВН), занимающих до 80% от общей площади ПС. Остальные 20% территории ПС занимают здания и сооружения (общеподстанционный пункт управления (ОПУ, закрытое (ЗРУ) или комплектное (КРУ) РУ, синхронные компенсаторы, склад масла, башня для ремонта трансформаторов и т.д.) [32].

РУ 220 кВ планируется выполнить открытым, так как для строительства ОРУ достаточно свободной территории на месте планируемого расположения, также установка КРУЭ является более дорогой, чем ОРУ.

Для ОРУ 110 ПС 220 кВ Мильканская оптимальным вариантом является типовая схема № 110-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем и система шин» В настоящее время, ввиду надежности элегазового оборудования от обходной системы шин отказываются в целях экономической выгоды.

На стороне НН примем схему № 35-1 «одна секционированная выключателем система шин». В нормальном режиме в зависимости от состояния СВ (может находиться как в работе, так и в отключенном состоянии) будет зависеть работа секций шин: параллельная или раздельная работа. Поэтому данная схема позволяет питаться либо от разных источников либо только от одного. Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью, широко применяется в промышленных и городских сетях для электроснабжения потребителей любой категории на напряжениях до 35 кВ включительно [32].

На подстанции 220/110/35 кВ Мильканская предусматривается установка следующего первичного оборудования:

- элегазовые выключатели;
- разъединители;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы собственных нужд;
- два автотрансформатора мощностью 125 МВА с напряжением обмоток 220/110/35 кВ;
- ограничители перенапряжений.

Однолинейная схема выбранного варианта подключения изображена на рисунке 17.

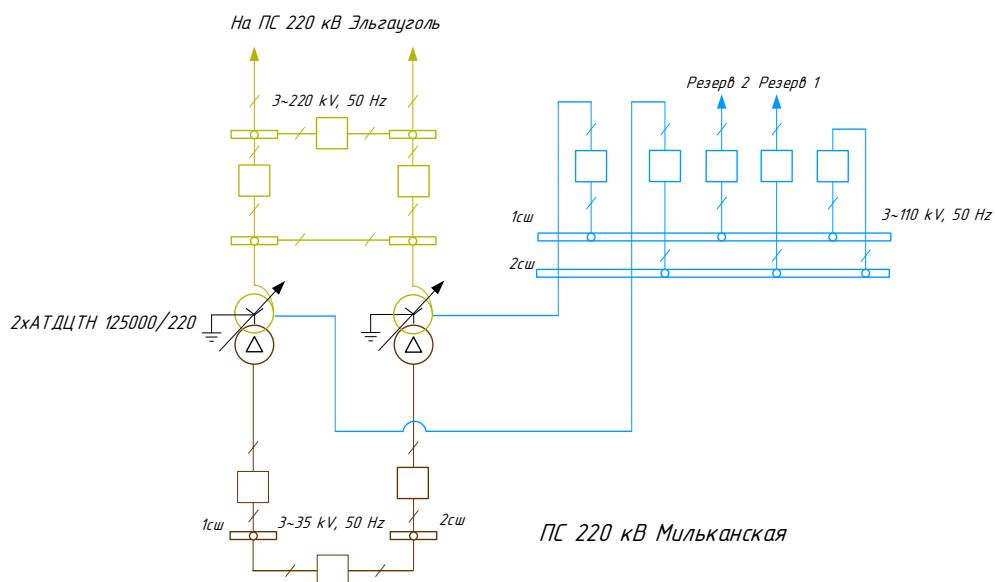


Рисунок 17 – однолинейная схема ПС 220 кВ Мильканская

5.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования

Целью данного раздела является расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка основного электротехнического оборудования на проектируемой ПС 220 кВ Мильканская.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов на коммутационную способность, определения параметров срабатывания и принципов функционирования устройств РЗА, для определения влияния токов нулевой последовательности на линии связи, а также для выбора заземляющих устройств.

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи резко уменьшается, что приводит к увеличению токов, протекающих в ветвях системы. Вследствие чего вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания и может достигать 0 кВ.

Основные допущения при расчете токов короткого замыкания:

- Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- Не учитываются, кроме особых случаев, ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- Считается, что трехфазная система идеально симметрична;
- Влияние тока нагрузки на ток КЗ учитывается приближённо;
- При вычислении тока КЗ активным сопротивлением элементов сети как правило пренебрегают.

За расчетные точки короткого замыкания примем следующие точки:

1. К1 – точка короткого замыкания на шине ВН ПС 220 кВ Мильканская (узел 74);
2. К2 – точка короткого замыкания на шине СН ПС 220 кВ Мильканская (узел 76);
3. К3 – точка короткого замыкания на шине НН ПС 220 кВ Мильканская (узел 77);
4. К4 – точка короткого замыкания на шине ВН ПС 220 кВ Эльгауголь (узел 48).

Расчетная схема сети приведена на рисунке 18.

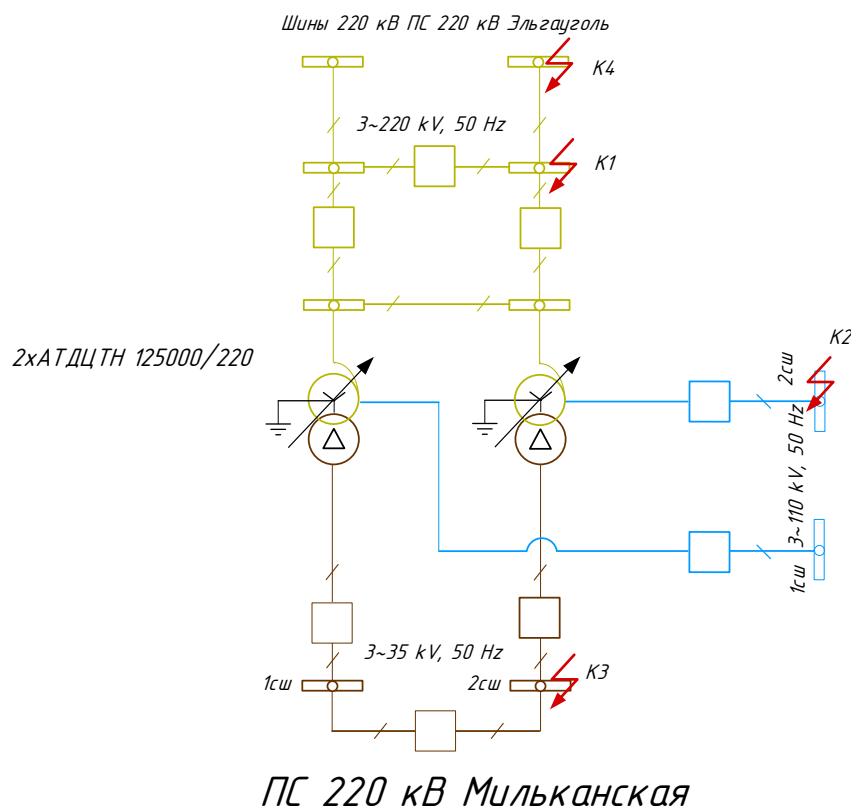


Рисунок 18 – Расчетная схема сети

Расчёт токов короткого замыкания выполняется в программном комплексе RastrKZ, данный комплекс находится в составе RastrWin3 и предназначен для расчета несимметричных режимов работы системы, а также токов короткого замыкания.

Для оценочного расчета токов короткого замыкания воспользуемся макросом «MakeNonSym.rbs» в ПВК «RastrWin». Данный способ не требует производить подготовительных расчетов и удобен тем, что работает в автоматическом режиме и не требует настройки.

Алгоритм расчёта токов КЗ подробно описан в руководстве пользователя RastrKZ [39].

Так как необходима проверка основного оборудования на электродинамическую стойкость, то необходимо рассчитать ударный ток КЗ [42]. Ударный ток рассчитывается при трехфазном КЗ, так как в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot K_{y\partial} \quad (33)$$

где $I_k^{(3)}$ – действующее значение трехфазного тока короткого замыкания;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{экв}}}} \quad (34)$$

где $T_{\text{экв}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Согласно [9] определяется:

$$T_{\text{экв}} = \frac{X_{\text{экв}}}{\omega_c \cdot R_{\text{экв}}} \quad (35)$$

где $X_{экв}$ и $R_{экв}$ – соответственно активное и индуктивное результирующее сопротивление расчетной схемы относительно расчетной точки;

ω_c – угловая частота сети, равная 314 рад/с.

Величины $X_{экв}$ и $R_{экв}$ определяются с помощью ПВК RastrKZ, с помощью типа расчета «Шунт». В результате расчета ПВК «свернет» расчетную схему относительно точки расчета и покажет эквивалентные активные и реактивные сопротивления. Покажем пример расчета ударного коэффициента для расчетной точки на шине ВН, результаты расчета по остальным сведем в таблицу 29.

$$T_{экв} = \frac{103,35}{314 \cdot 10,06} = 0,032$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,032}} = 1,732$$

Таблица 29 – Результаты расчета ударного коэффициента

Расчетная точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Rэк	Xэк	Tэкв	Ударный ток, кА
К1	0,331	0,789	10,06	103,5	0,032	0,81
К2	1,190	0,545	1,74	24,85	0,045	3,03
К3	3,260	1,557	0,05	1,82	0,113	8,81
К4	1,181	0,323	87,72	253,86	0,009	2,22

5.2.1 Расчет максимальных рабочих токов

В данному пункте необходимо рассчитать максимальные возможные токи, которые в дальнейшем потребуются для выбора и проверки оборудования. Максимальный рабочий ток для трансформаторных выключателей 220 кВ определяется по следующей формуле:

$$I_{MAXBH} = \frac{1,2 \cdot S_{т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \quad (36)$$

$$I_{MAXBH} = \frac{1,2 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,376 \text{ кА}$$

На средней стороне:

$$I_{MAXCH} = \frac{1,2 \cdot S_{т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot 2} \quad (37)$$

$$I_{MAXCH} = \frac{1,2 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,358 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток для вводных выключателей на одну систему шин с учетом перегрузочной способности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$I_{MAXHH} = \frac{1,2 \cdot S_{т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 2} \quad (38)$$

$$I_{MAXHH} = \frac{1,2 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 1,125 \text{ кА}$$

Максимальный ток секционных выключателей определяется аналогичным способом по формуле (29), но дополнительно деленное на 2.

$$I_{MAXсек} = \frac{1,2 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2 \cdot 2} = 0,562 \text{ кА}$$

5.2.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые (от 6 до 750 кВ) и вакуумные (до 35 кВ) [50]. Выбор выключателей производится согласно указаний по выбору. Рассмотрим элегазовые выключатели серии ВГТ-УЭТМ-1А1.

Выключатели серии ВГТ-УЭТМ-1А1 являются универсальными, так как изготавливаются в климатических исполнениях У, ХЛ, категория размещения для эксплуатации как в открытых так и закрытых распределительных устройствах [23].

Выключатели ВГТ-УЭТМ-1А1-35, ВГТ-УЭТМ-1А1-110 и ВГТ-УЭТМ-1А1-220 состоят из трёх полюсов (колонн). Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом. В шкафу привода установлена автоматическая система включения и контроля работы основного подогрева. В электрической схеме привода имеется переключатель выбора режима управления «местное/дистанционное» [23].

Для установки на ОРУ 220 кВ для ПС 220 кВ Мильканская выбираем элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-1А1-220 со встроенными трансформаторами тока ТВГ – УЭТМ завода «Уралэлектротяжмаш».

Выключатели серии ВГТ предназначены для выполнения включений и отключений электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока [23].

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{уст ном}, \quad (39)$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{уст ном}$ – номинальное напряжение установки, кВ.

$220 \leq 220$, кВ – условие выполняется.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}} , \quad (40)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения, А;
 $I_{\text{уст ном}}$ – номинальный ток коммутационного аппарата, А.

$1125 \leq 3150$, А – условие выполняется.

Также необходимо выполнить проверку по отключающему току по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{откл.ном}} , \quad (41)$$

$3,26 \leq 40$, кА – условие выполняется.

Проверку по току включения проводят по следующему условию:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{вкл.ном}} , \quad (42)$$

$3,26 \leq 40$, кА – условие выполняется.

Следующим обязательным из условий при выборе коммутационных аппаратов должна соблюдаться электродинамическая устойчивость к ударным токам КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}} , \quad (43)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

$100 \geq 0,811$, кА – условие выполняется.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (44)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, 0,05;

$t_{откл}$ - время отключения выключателя.

На напряжении 220 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени ДЗ и 3 ступени ТЗНП, обеспечивающих ближнее резервирование, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания устройств релейной защиты. Таким образом, время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = t_{ср.з} + \Delta t + t_{откл} \quad (45)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания микропроцессорной релейной защиты, равная 0,5 с;

$t_{ср.з}$ - время работы релейной защиты, равное 0,1 с;

$t_{откл}$ - полное время отключения выключателя, не более 0,055 с.

$$B_{к} = 0,331^2 \cdot (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,05) = 0,077 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (46)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (47)$$

где $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β_H - содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (48)$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (49)$$

где $i_{дин.стой}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

Результаты по выбору сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Параметры выключателя ВГТ-УЭТМ-1А1-220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 1125 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ПР.СКВ} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 0,811 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 0,331^2 \cdot (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,05) = 0,077 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,759 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,759 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{а.норм} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = 0,127 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Аналогично был проведен расчет для выбора выключателей на средней и низкой стороне. Результаты сведены в таблицы 31-32.

Таблица 31 – Параметры выключателя ВГТ-УЭТМ-1А1-110

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 1125 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ПР.СКВ} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 3,03 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{y\delta}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1,19^2 \cdot (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,05) = 0,998 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,545 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,545 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{а.норм} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,64 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

Таблица 32 – Параметры выключателя ВГТ-УЭТМ-1А1-35

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 1125 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ПР.СКВ} = 125 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 8,81 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{y\delta}$
$I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 3,26^2 \cdot (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,05) = 7,49 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,557 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 1,557 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{а.норм} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 12,31 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.\tau}$

Как видно из результатов, выключатели соответствует данным условиям и могут быть приняты к установке.

В таблице 33 приведены условия для выбора выключателя на ПС 220 кВ Эльгауголь (ВГТ-УЭТМ-1А1-220).

Таблица 33 – Параметры выключателя для ПС 220 кВ Эльгауголь

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 1125 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ПР.СКВ} = 102 \text{ кА}$	$I_{у\emptyset} = 2,22 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{у\emptyset}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1,181^2 \cdot (0,1 + 0,5 + 0,055 + 0,05) = 1,614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,323 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0,323 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$i_{а.норм} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 1,614 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

5.2.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

К установке принимается разъединитель марки РГН-К-220/3150УХЛ1. Главные и заземляющие ножи которого снабжены электроприводом с дистанционным управлением. Разъединители горизонтально поворотного типа однополюсные ступенчатокилевой установки с двумя заземляющими ножами с выносными блоками управления.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 34.

Таблица 34 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
1	2	3
$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \geq U_{НОМ}$

1	2	3
$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 1125 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рмах}}$
$i_{\text{СКВ}}= 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 0,81 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 0,077 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ выполняется аналогично. К установке принимаем разъединитель РГП-110/3150 УХЛ 1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}= 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 1125 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рмах}}$
$i_{\text{СКВ}}= 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,03 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 0,998 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор разъединителей на стороне 35 кВ выполняется аналогично. К установке принимаем разъединитель РГП-35/3150 УХЛ 1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}= 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 1125 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рмах}}$
$i_{\text{СКВ}}= 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,81 \text{ кА}$	$i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 7,49 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

Делаем вывод, что выбранные разъединители соответствуют условиям и могут быть приняты к установке.

5.2.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрический аппарат, который преобразует силу тока до значений, удобных для измерения. Трансформаторы тока устанавливаются для каждой станции и подстанции. ТТ также служат для работы релейной защиты и автоматики. Сигнал на работу релейной защиты должен быть равен 1 А или 5 А [46].

Номинальный ток ТТ должен стремиться к рабочему току установки. При выборе трансформаторов тока необходимо осуществлять проверку на термическую и электродинамическую стойкость, это позволяет понять правильно ли был выбран ТТ. Также обязательно сверять ТТ на нагрузке.

Коэффициент трансформации ТТ примем в дальнейшем расчете. Вторичный ток трансформатора тока примем равным 5.

Допустимый класс точности трансформатора тока является класс 0,2S/0,2. При выборе и расчете трансформаторов тока необходимо выявить все подключенные измерительные приборы. Это связано с тем, что данные приборы потребляют нагрузку, необходимую для расчета. Также стоит обратить внимание

на соединительные провода и переходные контакты.

Для работы трансформаторов тока в классе точности 0,2S/0,2 необходимо произвести расчет нагрузки.

Условие выбора ТТ:

$$S_{\text{мин}} \leq S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}} \quad (50)$$

где $S_{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка вторичной обмотки ТТ;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ;

$S_{2\text{расч}}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ определяется по формуле:

$$S_{2\text{расч}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot (Z_{\text{каб}} + Z_{\text{конт}}) + S_{\text{приб}} \quad (51)$$

где $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, равный 1 А;

$Z_{\text{конт}}$ – сопротивление переходных контактов, равное 0,05 Ом;

$S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая измерительными приборами, В·А;

$Z_{\text{каб}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$Z_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l}{F_{\text{каб}}} \quad (52)$$

где ρ – удельное сопротивление жилы кабеля, равное 0,029 Ом·мм²/м;

l – длина кабеля, м;

$F_{\text{каб}}$ – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм².

Расчет производится при условии выделения максимальной мощности внагрузке ($\cos\varphi=1$).

Принимаем номинальную мощность вторичной обмотки ТТ 30 ВА.

Для работы трансформатора тока в выбранном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$3,75 \text{ ВА} \leq S_{2\text{расч}} \leq 30 \text{ ВА} \quad (53)$$

Для выбора трансформатора тока необходимо рассчитать сопротивление контрольного кабеля. Для расчета необходимо принять длины кабелей при напряжении установки ТТ. по справочнику длины от ТТ до счетчиков составляют 100 и 140 метров.

Сопротивление контрольного кабеля:

$$Z_{\text{каб}100} = \frac{0,029 \cdot 100}{2,4} = 1,2 \text{ Ом} \quad (54)$$

$$Z_{\text{каб}140} = \frac{0,029 \cdot 140}{2,4} = 1,69 \text{ Ом} \quad (55)$$

Расчетная нагрузка определяется по формуле (39):

$$S_{2_{расч100}} = 1^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 = 1,251 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч140}} = 1^2 \cdot (1,69 + 0,05) + 0,001 = 1,741 \text{ ВА}.$$

При превышении расчетной нагрузки над допустимой осуществляются методы разгрузки вторичных цепей трансформатора тока. При превышении допустимой нагрузки над расчетной осуществляется процесс увеличения нагрузки путем подключения резисторов. Нормальный уровень нагрузки трансформатора тока находится в диапазоне около 50 % по отношению от номинального значения. Посчитав нагрузки можно сделать вывод: условие по нагрузке не выполняется. Тогда необходимо к трансформаторам тогда последовательно произвести подключение догрузочного сопротивления МР3021-Т-1А-4ВА. Следовательно, производится пересчет расчетной нагрузки с новыми сопротивлениями.

Расчетная нагрузка определяется:

$$S_{2_{расч}} = I_{2_{ном}}^2 \cdot (Z_{каб} + Z_{конт}) + S_{дог.сопр} + S_{приб} \quad (56)$$

Величина расчетной нагрузки составит (56):

$$S_{2_{расч1}} = 1^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 + 4 = 2,251 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч2}} = 1^2 \cdot (1,69 + 0,05) + 0,001 + 4 = 2,741 \text{ ВА}.$$

Таким образом, расчетная нагрузка принимает нормальные значения.

Условие ГОСТ 7746 выполняется. ТТ подходит для данной подстанции [17].

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	1	СА3020-5
Варметр	0,5	1,5	0,5	СР3020
Ваттметр	1,5	0,5	0,5	СР3020
Счетчик РЭ, АЭ	0,1	0,1	0,1	Меркурий 230 AR
Итого	2,6	2,6	2,1	

Так как при выборе выключателей, были выбраны выключатели уже со встроенными трансформаторами тока, то примем к установке ТВГ – УЭТМ - 220 УХЛ1. Номинальные параметры трансформатора тока, расчетные данные и условия проверки сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Проверка ТТ 220 кВ

Номинальные параметры ТТ		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинально напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{уст} \geq U_{ном}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	1125	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, (кА)	30	2,22	$i_{скв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	2700	0,077	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	30	7,3	$Z_{2ном} \geq Z_2$

На сторону СН 110 кВ выбирается трансформатор тока ТВГ – УЭТМ -110. Номинальные параметры трансформатора тока, расчетные данные и условия проверки сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Проверка ТТ 110 кВ

Номинальные параметры ТТ		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинально напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{уст} \geq U_{ном}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	1125	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, (кА)	50	3,03	$i_{скв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	7500	0,998	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

5.2.5 Выбор трансформаторов напряжения

Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и класс точности обмоток [17]: $220 / \sqrt{3}; 0,1 / \sqrt{3}; 0,1 кВ; 0,2 / 0,2 / 3P$

Трансформаторы напряжения емкостные.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2ном} \geq S_2 \tag{57}$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 41.

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения НАМИ – 220/20УХЛ 1.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка ТН (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Ваттметр	СР3021	3	2,1
Варметр	СР3021	3	2,1
Вольтметр	СВ3021	3	2,1
Счетчик АЭ, РЭ	Меркурий 230 АR	3	1,7
Сумма			24,0

В таблице 42 представлена проверка выбранного ТН.

Таблица 42 – Выбор ТН

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условие выбора и проверка
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	30 ВА	24,0 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

На стороне 110 кВ принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ 1.

5.2.6 Выбор ошиновки и опорных изоляторов

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько

сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{yo} \geq 50 \text{ кА}$. На ПС 220 кВ Мильканская не требуется проверка на электродинамическую стойкость [32].

По условию $I_{дон} > I_{раб.макс}$, выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-240/39, допустимый продолжительный ток которого равен 610 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$610 > 149$$

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников обеспечит уменьшение действия короны до допустимых значений [32].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (58)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (59)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (60)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ это расстояние составляет 4 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (61)$$

Для провода марки АС-240/39 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,1}} \right) = 31,9.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,1 \cdot \lg \frac{504}{1,1}} = 26,6.$$

Проверим согласно условию (61):

$$1,07 \cdot 26,6 \leq 0,9 \cdot 31,9,$$

$$28,46 \leq 28,71.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ на ПС 220 кВ Мильканская.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН ПС 220 кВ Мильканская.

К установке принимаем изолятор керамический изолятор ОСК 8-220-А-2,с минимальной разрушающей силой на изгиб 8000 Н.

Проверка опорных изоляторов:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}} \quad (62)$$

$$220 \leq 220$$

2) По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (63)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}} \quad (64)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}$$

$$4800 \leq 8000$$

Делаем вывод, что выбранный изолятор ОСК 8-220-А-2 проходит по механической прочности, удовлетворяет условиям и может быть принят к установке.

5.2.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Структура потребителей собственных нужд подстанций находится в зависимости от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования и других факторов.

Самыми ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, следовательно они присоединяются к сети 380/220В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В данном случае основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять [15] $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (65)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 250 \text{ кВт}$ – ориентировочная установленная активная мощность с.н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235,3 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/35.

5.2.8 Выбор ограничителей перенапряжений

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ используют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа ОПН-220 УХЛ1 [28] с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные характеристики ОПН на стороне 220 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
220	176	20	40

Проведем выбор ОПН по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (66)$$

где $U_{н.р.с}$ – наиболее рабочее напряжение сети, 252 кВ [53].

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{np} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p.}}{K_B}, \quad (67)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ , равный 1,3.

$$U \leq \frac{146}{1,3},$$

$$112,3 \leq 152,8$$

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно [32].

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{y\delta} \cdot U_{н\delta} \geq W_c \quad (68)$$

где $W_{y\delta}$ - удельная поглощаемая энергией одного импульса, равна 2,8 кДж/кВ [28].

$$2,8 \cdot 146 = 408,8 \text{ кДж}$$

$$624 \geq 408,8$$

2) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без}, \quad (69)$$

$$0,331 \leq 40$$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

Аналогично были выбраны ОПН на среднюю и низкую стороны.

На стороне СН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа ОПНН-110 УХЛ1 [28] с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
110	60	10	40

На стороне НН трансформаторов используем ограничитель перенапряжения типа ОПНН-35 УХЛ1 [28] с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток взрывобезопасности, кА
35	40,5	10	20

5.2.9 Дистанционное управление

Пакет SCADA СК-11 – это новое поколение систем управления и сбора данных для центров управления электроэнергетики, который объединяет в себе базовые функции SCADA, поддержку работы с большими объемами и потоками данных, уникальную систему ведения архивов и инновационные подходы к пользовательскому интерфейсу [25].

SCADA СК-11 обеспечивает дистанционное управление энергетическими объектами. Комплекс предусматривает производство переключений по выводу из работы и ввод в работу оборудования подстанций и линий электропередачи, что позволяет получить значительный эффект за счет построения эффективной модели [48].

Применение автоматизированной системы:

- повышает эффективность управления электроэнергетического режима;
- увеличивает срок службы оборудования;
- сокращает время на выполнение переключений;
- уменьшает общее время отключений линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Открытая платформа СК-11 с изменяемым набором приложений для создания автоматизированных систем диспетчерского, технологического, ситуационного, коммерческого управления объектами электроэнергетики в генерирующих и электросетевых компаниях, у крупных промышленных потребителей электроэнергии, системных операторов электроэнергетических систем и операторов автономных микро-энергосистем [25].

СК-11 позволяет создавать как автономные локальные системы управления, так и централизованные системы, автоматизирующие работу сразу нескольких связанных центров управления, с обеспечением единого информационного пространства [25].

Основные функции SCADA СК-11:

- сбор информации по объектам диспетчеризации;
- обработка информации;

- возможность визуализировать информацию при помощи различных графиков, схем, диаграмм и т.п.;

- хранение большого объема информации и ее обработка;

- регистрация сигналов об аварийных ситуациях.

К основным направлениям развития SCADA СК-11 можно отнести:

- снижение рисков ошибочных переключений;

- постоянное развитие и возрастание управляемых объектов;

- строительством новых объектов [56].

Для обеспечения безопасности переключений и исключения возможных ошибок наряду с логическими блокировками на подстанциях требуется разработка дополнительных блокировок в ОИК диспетчерских центров, формируемые на основании получаемой с подстанций телеметрии. Особое внимание требуется уделить информационной безопасности выделенных каналов связи и самих управляемых дистанционно объектов энергетики [56].

Таким образом, использование автоматизированных систем диспетчерского управления:

- способствует повышению эффективности управления;

- ведет к снижению разрушения оборудования;

- предотвращает развитие нарушений нормального режима работы.

Проектирование подстанции 220 кВ Мильканская с дистанционным управлением позволит:

- снизить влияние человеческого фактора на надежность оперативного управления;

- сократить время реализации диспетчерской заявки и время ликвидации аварий;

- сократить объем и длительность режимных ограничений;

- даст возможность оптимизации схем оперативного обслуживания объектов электроэнергетики;

- повысит качества производства переключений [5].

5.3 Выводы

В разделе была выполнена техническая проработка принятого варианта развития электрической сети при подключении нового объекта, выбрано конструктивное исполнение распределительных устройств новой ПС 220 кВ Мильканская, проведен расчет токов короткого замыкания, осуществлен выбор и проверка основного оборудования, а именно выбор и проверка выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ошиновки и опорных изоляторов, трансформаторов собственных нужд, ограничителей перенапряжений. Выбранное коммутационное оборудование, снабжено электроприводом, который позволяет выбирать режим управления «местное/дистанционное».

6 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В задачи данного раздела входит оценка экономической эффективности принятого варианта развития электрической сети (Вариант №2).

К основным показателям показателя инвестиционной привлекательности относится чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости инвестиций. Также, необходимо определить дисконтированный срок окупаемости проекта, который показывает через какой период времени ЧДД станет положительным и превысит затраты на реализацию проекта и, следовательно, проект начнет приносить прибыль.

Также к основной задаче стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта относится оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (70)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (71)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (72)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (73)$$

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

$$П_{\text{чt}} = П_{\delta t} - H_t; \quad (74)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (75)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Расчет производился в MS Excel, результаты оценки экономической эффективности с учетом фактора времени

(расчетного периода) объекта приведена в виде графика на рисунке 19. Расчет приведен в Приложении В.

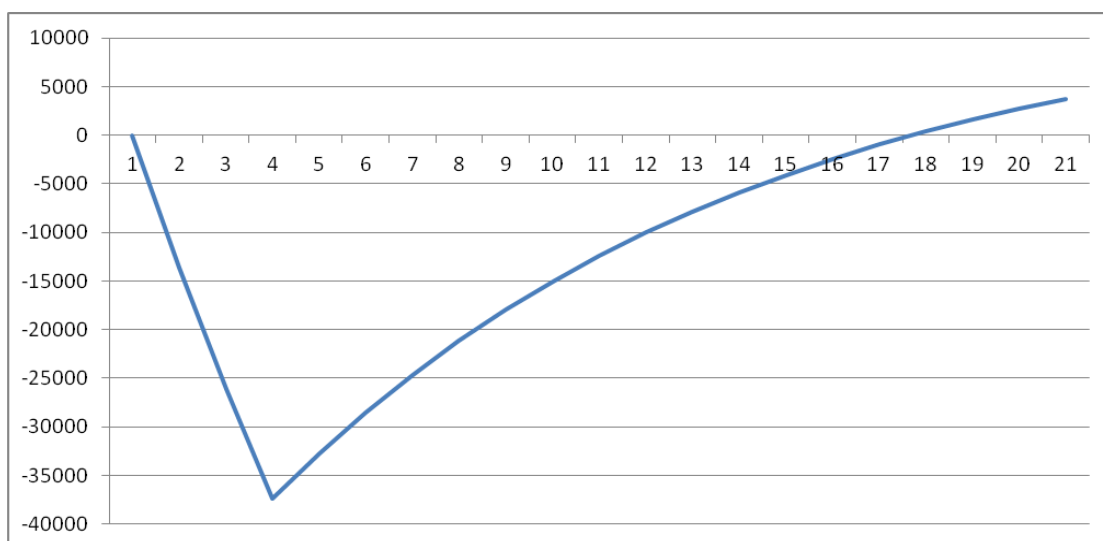


Рисунок 19 – График ЧДД для принятого варианта подключения

Из графика видно, что инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей составит 4 года, срок окупаемости проекта сети не превышает 19 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и может быть рекомендован к реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках магистерской диссертации были рассмотрены вопросы развития электрической сети ОЭС Востока при подключении Мильканского железорудного месторождения. Проектирование осуществлялось с соблюдением актуальных требований и стандартов, были использованы разработки инновационных технологий в области автоматизированной системы дистанционного управления, которая может быть применена к выбранному оборудованию новой ПС 220 кВ Мильканская, а также была применена инновация к выбору провода нового поколения для подключения новой подстанции к электрической сети.

На основании исходных данных осуществлен структурный анализ существующего электросетевого комплекса. С помощью ПК RastrWin3 был проведен режимный анализ действующей сети, а также выявлены проблемные участки сети. Произведена разработка вариантов развития электрической сети с учетом подключения нового потребителя. Выполнено технико-экономическое обоснование предложенных вариантов конфигурации подключения.

Определен оптимальный вариант развития электрической сети с использованием инновационных технологий для подключения ПС 220 кВ Мильканская. Выполнены расчеты электроэнергетической сети прогнозных нагрузок до 2028 г., произведен выбор и проверка первичного оборудования на проектируемой ПС.

С учётом вышеизложенного, было определено, что наиболее целесообразной является следующая конфигурация сети:

- строительство ПС 220 кВ Мильканская;
- строительство двух линий ВЛ 220 кВ Эльгауоль – Мильканская;
- строительство второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская.

Таким образом, задачи, поставленные в магистерской диссертации, были решены, следовательно, цель достигнута.

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. Архипов Г. И. Современное недропользование в Хабаровском крае / Г. И. Архипов // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2009. – № S5. – С. 79-89.
3. Большаков М.В. Молодежь XXI века: шаг в будущее // Управление электроэнергетической системой с помощью автоматизированных средств диспетчерского управления нового поколения. – 2022 – 4. С.45-46.
4. Бондарчук Т.С. Молодежь XXI века: шаг в будущее // Выбор технологической платформы для цифрового дистанционного управления электрическими сетями. – 2022 – 4. С.47-48.
5. Бондарчук Т.С. День науки: Материалы XXXI научной конференции Амурского государственного университета // Концепция цифрового дистанционного управления электрическими сетями. – 2022 – С. 72-73.
- 5 ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введ. 2014-07-01. – [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 17.05.2023).
- 6 ГОСТ Р 59950-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности; введ. 2022-02-01. – [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Index/77/77210.htm> (дата обращения: 20.04.2023).
- 7 Емельянова Н.З. Основы построения автоматизированных информационных систем [Текст]: учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ / Н.З. Емельянова, Т. Л. Партыка, И. И. Попов. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 416.

8 Зуев Э. Провода для ЛЭП // О классификации инновационных конструкций проводов воздушных ЛЭП. – 2013 – 3. С.18-23.

9 Казакул А.А. 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 (дата обращения: 04.04.2023).

10 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

11 Конарева Е. А. Сравнение основных типов высокотемпературных проводов воздушных линий / Е. А. Конарева // Север России: стратегии и перспективы развития : материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Сургут, 27 мая 2016 года. Том 2. – Сургут: Сургутский государственный университет, 2016. – С. 204-210.

12 Курьянов В. Н. Высоковольтные линии электропередачи. Провода // Инновационные высокоэффективные провода для линий электропередачи. – 2016 – 4-27. С.70-78.

13 Лыкин А. В. Электроэнергетические системы и сети: учебник для вузов / А. В. Лыкин. — Москва: Издательство Юрайт, 2021. – 360 с.

14 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281 [Электронный ресурс]. – URL: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf> (дата обращения 12.05.2023).

15 Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, РД 153-34.0-15.501-00, НЦ ЛИНВИТ, 2000. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200029768> (дата обращения 10.04.2023).

- 16 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 17 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.
- 18 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (НТП ПС), СТО 56947007-29.240.10.028-2009, Энергосетьпроект, 2009.
- 19 Орлов В.П., Веригин М.И., Голивкин Н.И. Железородная база России. – М.: ЗЛО «Геоинформмарк», 1998. – 842 с.
- 20 Официальный сайт Сибирский экономист [Электронный ресурс]. – URL: <https://sibmix.com/?p=6472> (дата обращения 21.04.2023).
- 21 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.so-ups.ru/?id=oes_east (дата обращения: 11.04.2023).
- 22 Официальный сайт АО «УЭТМ» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.uetm.ru/> (дата обращения: 28.04.2023).
- 23 Официальный сайт ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс]. – URL: <https://zeto.ru/> (дата обращения: 24.04.2023).
- 24 Официальный сайт АО «Монитор Электрик» [Электронный ресурс]. – URL: <https://monitel.ru/> (дата обращения: 26.05.2023).
- 25 Официальный сайт ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс]. – URL: <https://rushydro.ru/> (дата обращения 16.04.2023).
- 26 Официальный сайт ПАО «Россети» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 01.04.2023).
- 27 Официальный сайт ООО «Энергетик» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.energo-opory.ru/> (дата обращения: 29.04.2023).

28 Паспорт месторождение Мильканское [Электронный ресурс]. – URL: http://reports.geologyscience.ru/kadastr_view_one.php?id=18445 (дата обращения 16.04.2023).

29 Поисково-графическая картографическая служба Яндекса «Яндекс Карты» [Электронный ресурс]. – URL: <https://yandex.ru/maps/> (дата обращения: 26.03.2023).

30 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – М. 2013. – 308 с.

31 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

32 Проценко П.П. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: учеб. пособие / П.П. Проценко; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. – 115 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7369.pdf (дата обращения 12.05.2023).

33 Приказ Управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 28.11.2022 № 146-пр/э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций Амурской области». [Электронный ресурс]. – URL: https://www.dvec.ru/organisations/tariffs/2023/amur_tariffs_20221128_146.pdf (дата обращения 18.05.2023).

34 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420285270> (дата обращения 04.04.2023).

35 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». [Электронный ресурс]. – URL:<http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202303160004> (дата обращения 09.04.2023).

36 Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13 сентября 2018 г. № 757 «Об утверждении Правил переключений в электроустановках» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542633279> (дата обращения 09.04.2023).

37 Прогнозный перечень участков недр по субъектам Российской Федерации, предлагаемых для предоставления в пользование на 2010 г. от 17.12.2009 г [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/2796.html> (дата обращения 18.05.2023).

38 Программные комплексы RastrWin, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php> (дата обращения 20.04.2023).

39 Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2022 г. № 4260-р «Стратегии развития металлургической промышленности Российской Федерации на период до 2030 года». [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405963845/> (дата обращения 04.04.2023).

40 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока. Утверждены приказом Минэнерго от 30.06.2003. № 288. [Электронный ресурс]. – М.: 2003 – 40 с. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901891631> (дата обращения 15.05.2023).

41 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, РД 153–34.0–20.527–98, НЦ ЭНАС, 2002.

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: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf (дата обращения 22.04.2023).

43 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: [учебное пособие] / Н.В. Савина. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. – 213 с.

44 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011. – 268 с.

45 Савина Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс]: методические указания к практическим занятиям / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 65 с. – URL: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6855.pdf (дата обращения 27.04.2023).

46 Савина Н.В., Варыгина А.О. Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика // Анализ целесообразности применения существующих методических подходов проектирования к воздушным линиям нового поколения. – 2019 – № 1-22. – С.69-79.

47 Сахабетдинова И.У. Вестник Бурятского государственного университета. Математика, информатика // Задачи комплексного мониторинга в автоматизированных системах диспетчерского управления электроэнергетическими объектами. – 2012. – 1. С.49-58.

48 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2).

49 СТО 56947007-29.060.50.268-2019 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения.

50 СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088417> (дата обращения 02.05.2023).

51 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200079673> (дата обращения 04.04.2023).

52 СТО 5694700729.130.10.025-2009 Ограничители перенапряжений нелинейные класса напряжения 220 кВ. Типовые технические требования. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.130.10.025-2009.pdf> (дата обращения 04.05.2023).

53 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 04.04.2023).

54 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые Решения. – Утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 501.

55 Тарасов В.Б., Святкина М.Н. Машиностроение и компьютерные технологии // Интеллектуальные SCADA-системы: истоки и перспективы, 2011. – №5. С.1-13.

56 Тертышников П.В. Cloud of science // Перспективы использования цифровых систем диспетчерского управления в электроэнергетике. – 2013. – №3-7. С. 17-22.

57 Тимашова Л.В. Современная энергетика // Повышение надежности воздушных линий электропередачи и оптимизация их проектирования при применении проводов нового поколения. – 2014 – 2-205. С.1-12.

58 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35 - 1150 кВ 285тм-т1, ОАО «Институт Энергосетьпроект», Москва, 2007. – 60 с.

59 Ушаков В. Я. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов / В. Я. Ушаков. – Москва : Издательство

Юрайт, 2020. – 446 с. – URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения 21.04.2023).

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

61 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

62 Школьник Э. Л. Об условиях формирования некоторых железных руд удско-шантарского бассейна, Дальний Восток / Э. Л. Школьник, Е. А. Жегалло // Тихоокеанская геология, 2012. – Т. 31, № 3. – С. 59-68.

63 Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии [Электронный ресурс]: справ. – Электрондан. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с. – URL: <https://e.lanbook.com/book/72341> (дата обращения: 04.05.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Узлы» для 2023 года нормальный режим

Тип	№	Название	Уном	Р н	Q н	Р г	Q г	U зд	Q min	Q max	В ш	U	ΔU
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
База	1	ЗГЭС 1с	220	28,5	3,3	196,4	226,9	241,3	-67	260,00	3 553,4	241,3	178,58
Ген	2	ЗГЭС 2с	220			209,7	230,4	241,3	-67	260,00	3 553,4	241,3	178,58
Нагр	3	ПС Призвйская 1с	220	2,3	20,5						413,2	231,8	174,66
Нагр	4	ПС Тунгала	220	2,2	19						371	228	171,85
Нагр	5	ПС Февральская 1с ВН	220									229,79	168,51
Нагр	6	ПС Рудная	220									229,44	166,65
Нагр	7	ПС Февральская 2с ВН	220									229,81	168,51
Нагр	8	ПС Уландочка	220	0,8	0,9							234,96	170,31
Ген	9	СвГЭС 1с	220	39,4	0,4	80	13,2	241,7	-26,3	60		241,7	174,99
Ген	10	СвГЭС 2с	220	39,6	1	80	20	241,7	-26,3	60		241,7	175
Ген	11	ПС Амурская 2с	220	136	8,6	142,3	6,6	237,9	-27	350	516,5	237,9	174,98
Ген	12	ПС Амурская 1с	220	166,5	32,9	146,6	31	237,9	-27	350	516,5	237,9	174,98
Нагр	26	ПС Ключевая 1с	220	52,2	29,2			237,2			-374,6	233,61	172,73
Нагр	27	ПС Ключевая 2с	220	24	9,6			237,2			-373,8	233,61	172,72
Нагр	28	ПС Сутус/т	220	24,3	22,2							232,78	172,53
Нагр	29	ПС Магдагачи 1с	220	14,8	13,1							232,95	172,5
Нагр	30	ПС Магдагачи 2с	220	6,4	10,6							232,96	172,51
Нагр	31	ПС Гонжа/т	220	18	17,6							231,31	171,55
Нагр	32	ПС Талдан/т 1с	220	11,4	11,4							231,3	171,54
Нагр	33	ПС Талдан/т 2с	220	11,4	12,3							231,49	171,2
Нагр	34	ПС Ульруч/т	220	17,9	13,9							231,25	170,6
Нагр	35	ПС Сквородино 1с	220	109,6	34,5							231,84	170,44
Нагр	36	ПС Сквородино 2с	220	85	8,2							231,84	170,44
Ген	37	ПС Тында 1с	220	42,7	-12,1	120,1	-17	239,8	-100	120		239,8	174,79
Ген	38	ПС Тында 2с	220	43,2	-11,1	130,7	4,5	239,8	-107	120		239,8	174,79
Нагр	39	ПС Призвйская 2с	220	3,1	20,6						413,2	231,8	174,66

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Узлы» для 2023 года нормальный режим

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагр	40	ПС Дипкун	220	1,4	-1,2							238,98	174,49
Нагр	41	ПС Тугал	220	0,6	0,6							237,1	174,5
Нагр	43	ПС Энергия 1с	220	14,4	1,4							241,07	178,42
Нагр	44	ПС Энергия 2с	220	13,1	2,4							241,08	178,43
Нагр	45	ПС Светлая	220	70,5	15							240,7	178,17
Нагр	46	ПС Строительная	220	3,1	0,7							241,58	174,78
Нагр	47	ПС Новокиевка	220	7,2	1,9							239,18	172,47
Нагр	48	2С 220	220									230,27	173,84
Нагр	49	ср.г. АТ-2	220									225,9	173,47
Ген	50	110 АТ-2	110				-14,6	119	-20	20		119	173,48
Нагр	51	Эльгауголь 35-2	35	6,9	5							37,22	172,47
Нагр	52	1С 220	220										
Нагр	53	ср.г. АТ-1	220										
Нагр	54	110 АТ-1	110										
Нагр	55	Эльгауголь 35-1	35										
Нагр	56	ср.г.	220									225,9	163,93
Нагр	57	нн 6	6									6,1	163,93
Нагр	58	сн 110	110	22,2	6,6							111,9	164,35
Ген	66	ПС Ургал	220	40,5	26,1	3,1	53,8	235,9	-40	80		235,9	164,64
Нагр	59	ПС Этеркан	220	1,8	0,8							234,79	166,29
Нагр	60	ср.г1	220									214,58	166,28
Нагр	61	Февральская НН1	35									33,49	166,41
Нагр	62	Февральская СН1	110	19,2	16,3							114,85	166,52
Нагр	63	ср.г2	220									215,31	166,52
Нагр	64	Февральская НН2	35									33,72	166,64
Нагр	65	Февральская СН2	110	19,3	16,6							114,85	166,52
Нагр	69	СВПК	220	2,3	19,9						351,1	231,91	165,24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Узлы» для 2023 года нормальный режим и «Отклонение напряжения» для 2023 года нормальный режим

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагр	67	Джамбу	220	1,8	19,8						351,2	231,36	165,9
Ген	68	Березовая	220	7,1	23,5	19,9	52,4	235,3	-40	80	351,2	235,3	166,27

№	Название	U ном	U	ΔU	Номер	Название	U ном	U	ΔU
10	СвТЭС 2с	220	241,7	9,86	8	ПС Уландочка	220	234,96	6,8
9	СвТЭС 1с	220	241,7	9,86	59	ПС Этеркан	220	234,79	6,72
46	ПС Строительная	220	241,58	9,81	51	Эльгауголь 35-2	35	37,22	6,34
2	ЗГЭС 2с	220	241,3	9,68	26	ПС Ключевая 1с	220	233,61	6,19
1	ЗГЭС 1с	220	241,3	9,68	27	ПС Ключевая 2с	220	233,61	6,18
44	ПС Энергия 2с	220	241,08	9,58	30	ПС Магдагачи 2с	220	232,96	5,89
43	ПС Энергия 1с	220	241,07	9,58	29	ПС Магдагачи 1с	220	232,95	5,89
45	ПС Светлая	220	240,7	9,41	28	ПС Сулус/т	220	232,78	5,81
38	ПС Тында 2с	220	239,8	9	69	Сулук	220	231,91	5,41
37	ПС Тында 1с	220	239,8	9	36	ПС Сковородино 2с	220	231,84	5,38
47	ПС Новокисевка	220	239,18	8,72	35	ПС Сковородино 1с	220	231,84	5,38
40	ПС Дипкун	220	238,98	8,63	3	ПС Призейская 1с	220	231,8	5,37
50	110 АТ-2	110	119	8,18	39	ПС Призейская 2с	220	231,8	5,36
12	ПС Амурская 1с	220	237,9	8,14	33	ПС Талдан/т 2с	220	231,49	5,22
11	ПС Амурская 2с	220	237,9	8,14	67	Джамбу	220	231,36	5,16
41	ПС Тулул	220	237,1	7,77	32	ПС Талдан/т 1с	220	231,3	5,14
66	ПС Ургал	220	235,9	7,23	31	ПС Гонжа/т	220	231,31	5,14
68	Березовая	220	235,3	6,95	34	ПС Улурчуй/т	220	231,25	5,11

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП» для 2023 года нормальный режим

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	ДДТН	I/I_dop
1	2	3	4	5	6	7
45	26	ПС Светлая - ПС Ключевая 1с	274	277	710	39,1
2	43	ЗГЭС 2с - ПС Энергия 1с	259	259	710	36,5
1	44	ЗГЭС 1с - ПС Энергия 2с	252	252	710	35,5
38	35	ПС Тында 2с - ПС Сковородино 1с	218	241	710	33,9
2	30	ЗГЭС 2с - ПС Магдагачи 2с	271	278	860	32,3
43	45	ПС Энергия 1с - ПС Светлая	225	225	710	31,7
44	45	ПС Энергия 2с - ПС Светлая	220	220	710	31,1
7	8	ПС Февральская 2с ВН - ПС Уландочка	148	138	605	24,4
36	37	ПС Сковородино 2с - ПС Тында 1с	172	161	710	24,2
47	8	ПС Новокиевка - ПС Уландочка	136	141	605	23,3
9	46	СвТЭС 1с - ПС Строительная	161	161	710	22,7
30	31	ПС Магдагачи 2с - ПС Гонжа/т	155	157	710	22,1
46	47	ПС Строительная - ПС Новокиевка	154	153	710	21,6
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	127	146	710	20,6
7	59	ПС Февральская 2с ВН - ПС Этеркан	122	92	710	17,1
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	118	99	710	16,7
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	106	111	710	15,7
31	32	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т 1с	109	109	710	15,4
66	69	ПС Ургал - Сулук	63	92	605	15,2
29	33	ПС Магдагачи 1с - ПС Талдан/т 2с	96	95	710	13,5
66	59	ПС Ургал - ПС Этеркан	73	89	710	12,6
35	32	ПС Сковородино 1с - ПС Талдан/т 1с	81	89	710	12,6
39	41	ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	89	53	710	12,5
68	67	Березовая - Джамбу	39	69	605	11,4
12	10	ПС Амурская 1с - СвТЭС 2с	77	48	710	10,9
11	9	ПС Амурская 2с - СвТЭС 1с	77	48	710	10,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» для 2023 года нормальный режим и
 Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» для 2023 года Послеаварийный режим
 (указаны линии с токовой загрузкой более 30%)

1	2	3	4	5	6	7
27	28	ПС Ключевая 2с - ПС Сулус/г	72	75	710	10,6
5	6	ПС Февральская 1с ВН - ПС Рудная	70	59	680	10,2
34	33	ПС Ульручы/г - ПС Талдан/г 2с	66	69	710	9,8
40	41	ПС Дипкун - ПС Тутул	36	55	710	7,8
3	48	ПС Призейская 1с - 2 С 220	47	54	710	7,6
67	69	Джамбу - Сулук	44	28	605	7,3
36	34	ПС Сковородино 2с - ПС Ульручы/г	36	44	710	6,2
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	25	34	710	4,8
26	30	ПС Ключевая 1с - ПС Магдагачи 2с	24	32	710	4,5
28	29	ПС Сулус/г - ПС Магдагачи 1с	14	3	710	2

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	ДДПН	I/L dop
2	30	ЗГЭС 2с - ПС Магдагачи 2с	498	505	860	58,7
38	35	ПС Тында 2с - ПС Сковородино 1с	262	291	710	41
36	37	ПС Сковородино 2с - ПС Тында 1с	209	193	710	29,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» для 2028 года нормальный режим

<u>N нач</u>	<u>N кон</u>	Название	<u>I нач</u>	<u>I кон</u>	ДДТН	<u>I/I доп</u>
1	2	3	4	5	6	7
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	477	451	710	67,2
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	458	453	710	64,6
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	273	284	710	40
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	224	222	710	31,5
39	41	ПС Призейская 2с - ПС Тутавл	222	217	710	31,3
40	41	ПС Дипкун - ПС Тутавл	218	219	710	30,9
2	43	ЗГЭС 2с - ПС Энергия 1с	217	217	710	30,6
1	44	ЗГЭС 1с - ПС Энергия 2с	202	202	710	28,5
36	34	ПС Сквородино 2с - ПС Ульручы/т	194	195	710	27,4
31	32	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т 1с	185	185	710	26,1
35	32	ПС Сквородино 1с - ПС Талдан/т 1с	176	176	710	24,8
43	45	ПС Энергия 1с - ПС Светлая	175	176	710	24,8
44	45	ПС Энергия 2с - ПС Светлая	163	164	710	23,1
7	8	ПС Февральская 2с ВН - ПС Уландочка	132	112	605	21,8
45	26	ПС Светлая - ПС Ключевая 1с	131	155	710	21,8
30	31	ПС Магдагачи 2с - ПС Гонжа/т	144	151	710	21,2
34	33	ПС Ульручы/т - ПС Талдан/т 2с	141	139	710	19,9
38	35	ПС Тында 2с - ПС Сквородино 1с	81	140	710	19,7
47	8	ПС Новокиевка - ПС Уландочка	93	112	605	18,5
7	59	ПС Февральская 2с ВН - ПС Этеркан	127	110	710	17,9
2	30	ЗГЭС 2с - ПС Магдагачи 2с	102	141	860	16,4
12	10	ПС Амурская 1с - СВТЭС 2с	115	105	710	16,3
11	9	ПС Амурская 2с - СВТЭС 1с	115	105	710	16,3
28	29	ПС Сулус/т - ПС Магдагачи 1с	112	113	710	15,9
70	37	даурия - ПС Тында 1с	100	60	710	14,1
26	30	ПС Ключевая 1с - ПС Магдагачи 2с	85	91	710	12,8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП» для 2028 года нормальный режим
и Расчет загрузки трансформаторов с учетом нагрузок на 2028 год

1	2	3	4	5	6	7
27	28	ПС Ключевая 2с - ПС <u>Сулус/т</u>	76	82	710	11,5
5	6	ПС Февральская 1с ВН - ПС Рудная	77	72	680	11,4
29	33	ПС Магдагачи 1с - ПС Талдан/т 2с	65	79	710	11,2
46	47	ПС Строительная - ПС <u>Новокиевка</u>	65	77	710	10,9
3	48	ПС <u>Призейская 1с - 2 С 220</u>	60	35	710	8,5
39	52	ПС <u>Призейская 2с - 1 С 220</u>	61	35	710	8,5
9	46	<u>СвТЭС 1с - ПС Строительная</u>	56	56	710	8

Наименование ПС	Мощность ПС, МВт	Загрузка ПС, МВт	<u>Кзаг.норм</u>	<u>Кзагр.па</u>
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ <u>Февральская</u>	2х63	38,5	0,31	0,61
ПС 220 кВ <u>Тунгала</u>	2х25	2,2	0,04	0,09
ПС 220 кВ <u>Этеркан</u>	2х25	1,8	0,04	0,07
ПС 220 кВ <u>Новокиевка</u>	2х25	7,2	0,14	0,29
ПС 220 кВ <u>Уландочка</u>	20	0,8	0,04	–
ПС 220 кВ <u>Рудная</u>	2Х63	22,2	0,18	0,35
ПС 220 кВ <u>Призейская</u>	2х25	5,4	0,11	0,22
ПС 220 кВ <u>Светлая</u>	2х63, 2х20	70,5	0,42	0,68
ПС 220 кВ <u>Энергия</u>	2х40	27,5	0,34	0,69
ПС 220 кВ <u>Магдагачи</u>	2х40, 25	21,2	0,20	0,33
ПС 220 кВ <u>Тугаул</u>	2х25	0,6	0,01	0,02
ПС 220 кВ <u>Эльгауголь</u>	2х125	6,9	0,03	0,06
ПС 220 кВ <u>Дипкун</u>	2х25	1,4	0,03	0,06
ПС 220 кВ <u>Тында</u>	2х63, 2х40	29,3	0,14	0,20
ПС 220 кВ <u>Сковородино</u>	2х63, 2х25	53,6	0,30	0,47

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Расчет загрузки трансформаторов с учетом нагрузок на 2028 год и
Вкладка «Отклонение напряжения» (представлены наибольшие отклонения) на
2028 год

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ <u>Сковородино/г</u>	2x40	16,7	0,21	0,42
ПС 220 кВ <u>Гонжа/г</u>	2x40	18	0,23	0,45
ПС 220 кВ <u>Талдан/г</u>	2x40	22,8	0,29	0,57
ПС 220 кВ <u>Ульручи/г</u>	2x40	17,9	0,22	0,45
ПС 220 кВ <u>Сулус/г</u>	2x40	24,3	0,30	0,61
ПС 220 кВ <u>Ключевая</u>	2x25	13,8	0,28	0,55
ПС 220 кВ <u>Строительная</u>	2x40	3,1	0,04	0,08
ПС 220 кВ <u>Ургал</u>	2x63, 2x40	23,9	0,12	0,17
ПС 220 кВ <u>Сулук</u>	2x25	2,3	0,05	0,09
ПС 220 кВ <u>Джамку</u>	2x25	1,8	0,04	0,07
ПС 220 кВ <u>Березовая</u>	2x25	2,4	0,05	0,10
ПС 220 кВ <u>Мильканская</u>	2x125	105,5	0,42	0,84

Вкладка «Отклонение напряжения» (представлены наибольшие отклонения) на 2028 год

Номер	Название	U ном	U	ΔU	Номер	Название	U ном	U	ΔU
46	ПС <u>Строительная</u>	220	241,7	9,86	45	ПС <u>Светлая</u>	220	240,57	9,35
10	<u>СВТЭС 2с</u>	220	241,7	9,86	38	ПС <u>Тында 2с</u>	220	239,8	9
9	<u>СВТЭС 1с</u>	220	241,7	9,86	37	ПС <u>Тында 1с</u>	220	239,8	9
2	<u>ЗГЭС 2с</u>	220	241,3	9,68	37	ПС <u>Тында 1с</u>	220	239,8	9
1	<u>ЗГЭС 1с</u>	220	241,3	9,68	8	ПС <u>Уландочка</u>	220	238,98	8,63
44	ПС <u>Энергия 2с</u>	220	241,03	9,56	12	ПС <u>Амурская 1с</u>	220	237,9	8,14
43	ПС <u>Энергия 1с</u>	220	241,03	9,56	11	ПС <u>Амурская 2с</u>	220	237,9	8,14
47	ПС <u>Новокиевка</u>	220	240,97	9,53	59	ПС <u>Эгеркан</u>	220	237,5	7,95

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Отклонение напряжения» (представлены наибольшие отклонения)
 для Варианта №1 в нормальном режиме и Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» для
 Варианта № 1 в нормальном режиме (наиболее загруженные линии)

Номер	Название	U ном	U	ΔU	Номер	Название	U ном	U	ΔU
10	СвГЭС 2с	220	241,7	9,86	43	ПС Энергия 1с	220	241,0	9,55
9	СвГЭС 1с	220	241,7	9,86	47	ПС Новокиевка	220	241,0	9,53
46	ПС Строительная	220	241,6	9,86	45	ПС Светлая	220	240,5	9,35
2	ЗГЭС 2с	220	241,3	9,68	38	ПС Тында 2с	220	239,8	9
1	ЗГЭС 1с	220	241,3	9,68	37	ПС Тында 1с	220	239,8	9
44	ПС Энергия 2с	220	241,0	9,55	8	ПС Уланочка	220	238,9	8,62

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Идоп_25_ДДПН	Идоп_расч_ДДПН	Ил_доп_ДДПН
Нормальный режим с токовой загрузкой линий более 70 %							
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	862	854	710	710	121
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	807	786	710	710	114
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	584	581	710	710	82
Нормальный режим с учетом дополнительного строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская с токовой загрузкой линий более 70 %							
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	837	825	710	710	118
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	755	739	710	710	106

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Отклонение напряжения» (наибольшие отклонения в узлах) для
 Варианта № 7 в нормальном режиме и Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП» для
 Варианта № 7 в нормальном режиме (наиболее загруженные линии)

Номер	Название	U_ном	U	ΔU	Номер	Название	U_ном	U	ΔU
46	ПС Строительная	220	241.69	9.86	45	ПС Светлая	220	240.57	9.35
10	СвГЭС 2с	220	241.7	9.86	40	ПС Дипкун	220	240.08	9.13
9	СвГЭС 1с	220	241.7	9.86	41	ПС Тутаул	220	240	9.09
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68	38	ПС Тында 2с	220	239.8	9
1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68	37	ПС Тында 1с	220	239.8	9
44	ПС Энергия 2с	220	241.03	9.56	39	ПС Призейская 2с	220	239.77	8.99
43	ПС Энергия 1с	220	241.02	9.56	3	ПС Призейская 1с	220	239.75	8.98
47	ПС Новоклевка	220	240.97	9.53	8	ПС Уландочка	220	238.98	8.63

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Длоп_25_ДЛПН	Длоп_расч_ДЛПН	I/L_dop
Нормальный режим (Токовая загрузка более 70%)							
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	778	771	710	710	109.6
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	738	722	710	710	103.9
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	554	541	710	710	78
Нормальный режим (Токовая загрузка более 30%) с учетом дополнительного нового строительства ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Февральская							
1	5	ЗГЭС 1с - ПС Февральская 1с ВН	419	403	710	710	59.1
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	286	282	710	710	40.3
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	286	272	710	710	40.2
36	34	ПС Скородино 2с - ПС Ульручы/т	214	214	710	710	30.2
31	32	ПС Гонжа/т - ПС Талдан/т 1с	214	214	710	710	30.2
ПАР (отклонение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Февральская и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская)							
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	589	581	710	710	83
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	563	549	710	710	79.2
2	3	ЗГЭС 2с - ПС Призейская 1с	400	387	710	710	56.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП» (наиболее загруженные линии) для Варианта № 2 (принятый вариант)

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Доп_25_ДДТН	Доп_расч_ДДТН	IЛ доп
Нормальный режим							
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	494	480	710	710	69.6
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	437	418	710	710	61.6
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	427	427	710	710	60.1
39	41	ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	320	338	710	710	47.7
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	299	296	710	710	42.2
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская)							
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	907	902	710	710	127.7
40	41	ПС Дипкун - ПС Тутаул	897	890	710	710	126.3
39	41	ПС Призейская 2с - ПС Тутаул	816	827	710	710	116.5
45	26	ПС Светлая - ПС Ключевая 1с	453	455	710	710	64.1
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	441	421	710	710	62.2
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	430	429	710	710	60.5
Нормальный режим с учетом дополнительного строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская (принятый вариант)							
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	440	420	710	710	61.9
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	428	428	710	710	60.3
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	282	270	710	710	39.7
2	39	ЗГЭС 2с - ПС Призейская 2с	281	270	710	710	39.5
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта							
47	8	ПС Новоклевка - ПС Уланочка	313	307	605	605	51.8
7	8	ПС Февральская 2с ВН - ПС Уланочка	299	305	605	605	50.4
9	46	СвГЭС 1с - ПС Строительная	348	347	710	710	49
46	47	ПС Строительная - ПС Новоклевка	339	333	710	710	47.7
36	34	ПС Скворородино 2с - ПС Ульручы/т	228	228	710	710	32.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Отклонение напряжения» (наибольшие отклонения в узлах) для
Варианта № 2 (принятый вариант и Вкладка «Потери» для Варианта № 2
(принятый вариант))

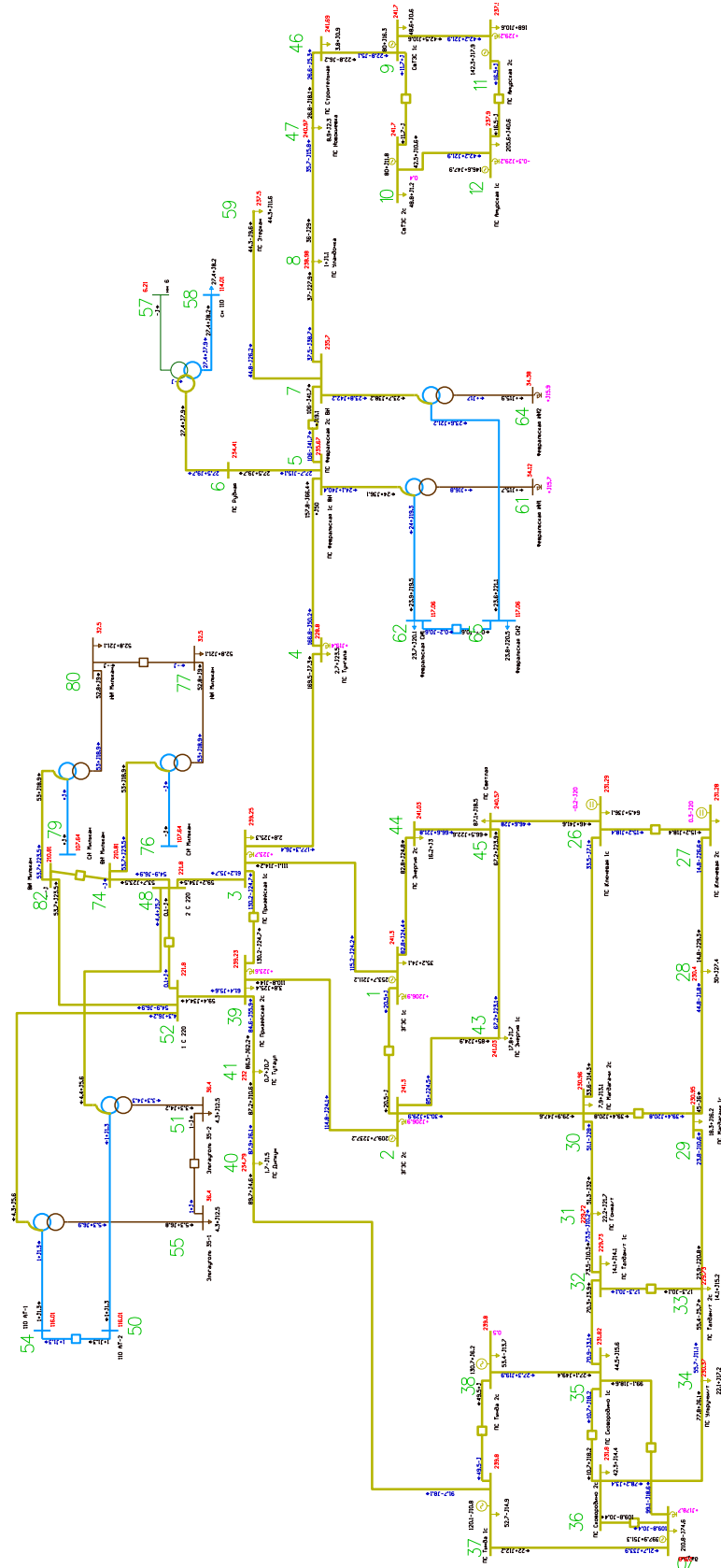
Номер	Название	U ном	U	ΔU	Номер	Название	U ном	U	ΔU
Нормальный режим									
46	ПС Строительная	220	241.69	9.86	47	ПС Новокиевка	220	240.97	9.53
10	СВТЭС 2с	220	241.7	9.86	45	ПС Светлая	220	240.57	9.35
9	СВТЭС 1с	220	241.7	9.86	38	ПС Тында 2с	220	239.8	9
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68	37	ПС Тында 1с	220	239.8	9
1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68	3	ПС Призейская 1с	220	239.25	8.75
44	ПС Энергия 2с	220	241.03	9.56	39	ПС Призейская 2с	220	239.23	8.74
43	ПС Энергия 1с	220	241.03	9.56	8	ПС Уландочка	220	238.98	8.63
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта									
10	СВТЭС 2с	220	241.7	9.86	45	ПС Светлая	220	240.57	9.35
9	СВТЭС 1с	220	241.7	9.86	39	ПС Призейская 2с	220	240	9.09
46	ПС Строительная	220	241.58	9.81	3	ПС Призейская 1с	220	240	9.09
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68	38	ПС Тында 2с	220	239.8	9
1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68	37	ПС Тында 1с	220	239.8	9
44	ПС Энергия 2с	220	241.03	9.56	47	ПС Новокиевка	220	239.74	8.97
43	ПС Энергия 1с	220	241.02	9.56	12	ПС Амурская 1с	220	237.9	8.14

U ном	dP	dP ЛЭП	dP Тр-р	Корона	XX гр	dP Ш-нт	dQ	dQ ЛЭП	dQ Тр-р	Q Ген ЛЭП	Q XX гр	dQ Ш-нт
220	44.38	42.19	0.83	0	1.36	3.83	-319.97	194.55	40.39	-556.44	1.32	677.68
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта												
220	28.21	26.03	1.38	0	0.8	3.83	-348.96	114.61	68.32	-533.39	1.27	678.39

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

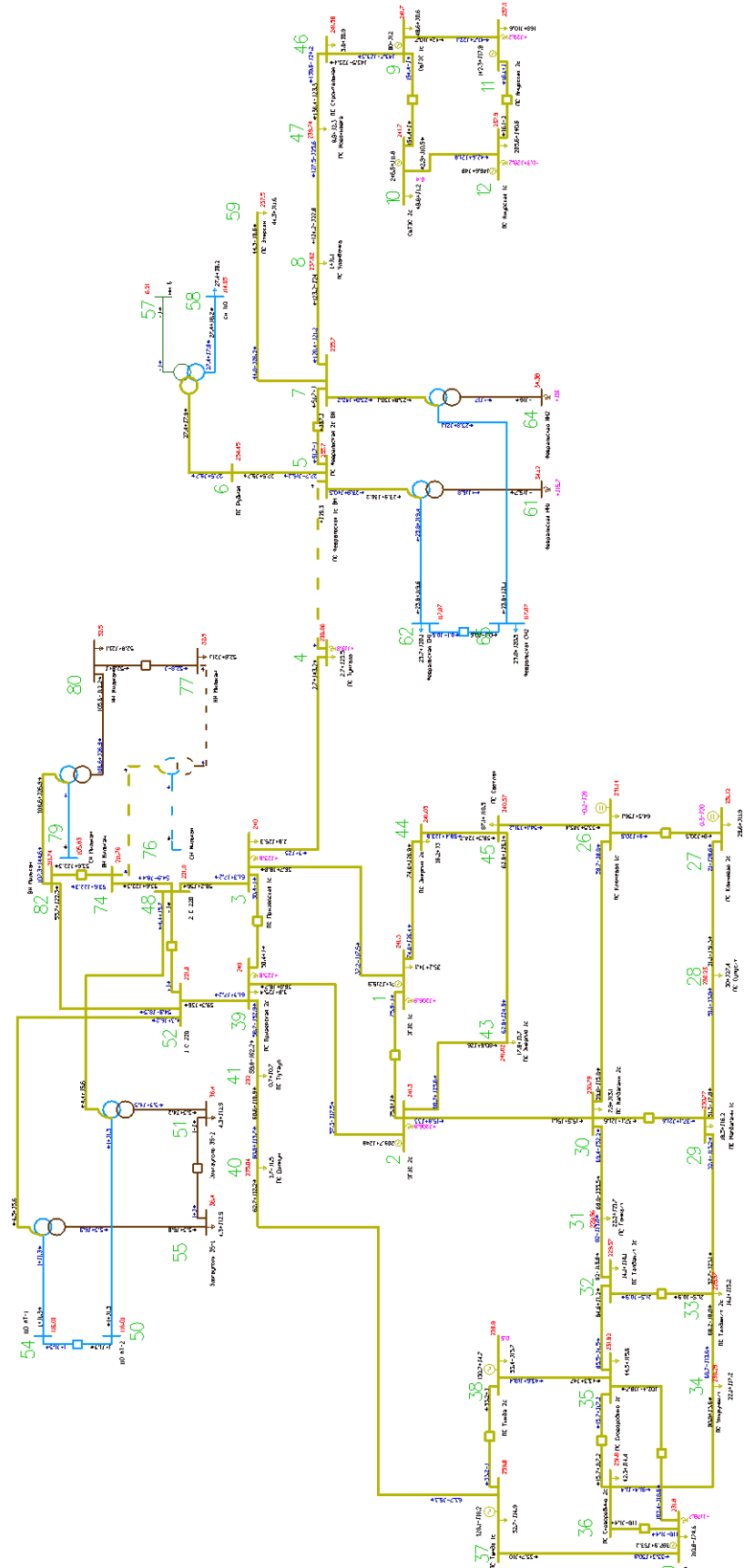
Вкладка «Графика» Нормального режима



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Графика» Послеаварийного режима



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП» (наиболее загруженные линии) для Варианта № 4 (принятый вариант)

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Доп_25	Доп_расч	IL dop
Нормальный режим							
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	490	477	710	710	69
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	425	406	710	710	59.9
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	415	415	710	710	58.4
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	314	301	710	710	44.2
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская)							
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	694	691	710	710	97.8
40	41	ПС Дипкун - ПС Тунгала	686	681	710	710	96.6
39	41	ПС Призейская 2с - ПС Тунгала	666	680	710	710	95.7
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	365	345	710	710	51.4
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	353	352	710	710	49.8
37	40	ПС Тында 1с - ПС Дипкун	694	691	710	710	97.8
Нормальный режим с учетом дополнительного строительства второй цепи ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская (принятый вариант)							
4	5	ПС Тунгала - ПС Февральская 1с ВН	425	406	710	710	59.9
3	4	ПС Призейская 1с - ПС Тунгала	415	415	710	710	58.4
1	3	ЗГЭС 1с - ПС Призейская 1с	280	268	710	710	39.4
2	39	ЗГЭС 2с - ПС Призейская 2с	279	267	710	710	39.3
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта							
48	74	2 С 220 - Мильканская	423	605	605	72.3	48
9	46	СвГЭС 1с - ПС Строительная	224	710	710	31.6	9
47	8	ПС Новокиевка - ПС Уланочка	189	605	605	31.2	47
3	48	ПС Призейская 1с - 2 С 220	217	710	710	30.9	3
39	52	ПС Призейская 2с - 1 С 220	217	710	710	30.9	39

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Отклонение напряжения» (наибольшие отклонения в узлах) для
Варианта № 4 (принятый вариант) и Вкладка «Потери» для Варианта № 4
(принятый вариант)

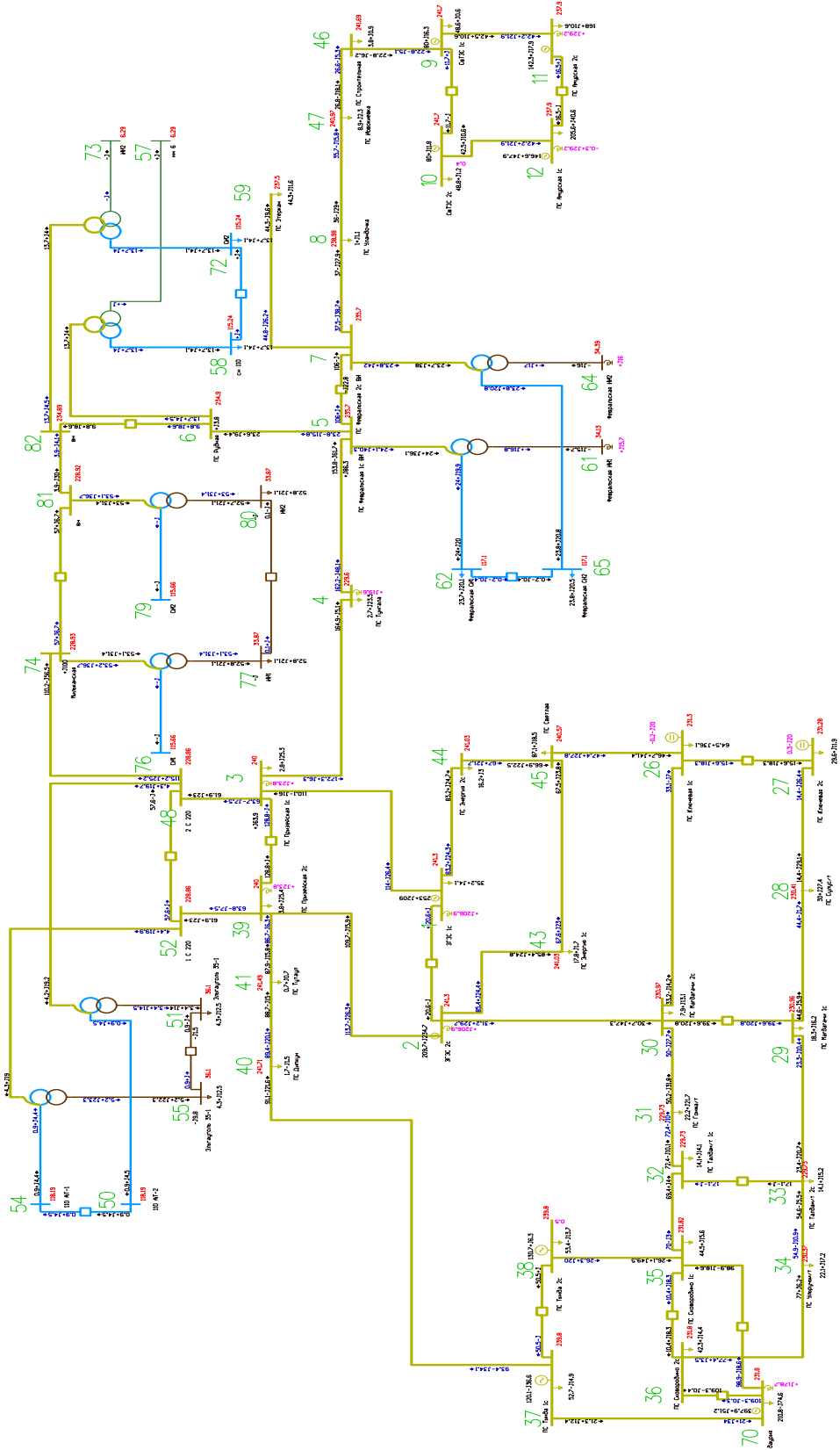
Номер	Название	U_ном	U	ΔU	Номер	Название	U_ном	U	ΔU
Нормальный режим									
40	ПС Дипкун	220	241.71	9.87	1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68
46	ПС Строительная	220	241.69	9.86	44	ПС Энергия 2с	220	241.03	9.56
10	СвГЭС 2с	220	241.7	9.86	43	ПС Энергия 1с	220	241.03	9.56
9	СвГЭС 1с	220	241.7	9.86	47	ПС Новокиевка	220	240.97	9.53
41	ПС Тулавл	220	241.49	9.77	45	ПС Светлая	220	240.57	9.35
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68	39	ПС Призвейская 2с	220	240	9.09
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта									
46	ПС Строительная	220	241.7	9.86	1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68
40	ПС Дипкун	220	241.7	9.86	44	ПС Энергия 2с	220	241.03	9.56
10	СвГЭС 2с	220	241.7	9.86	43	ПС Энергия 1с	220	241.03	9.56
9	СвГЭС 1с	220	241.7	9.86	47	ПС Новокиевка	220	240.83	9.47
41	ПС Тулавл	220	241.59	9.81	45	ПС Светлая	220	240.57	9.35
2	ЗГЭС 2с	220	241.3	9.68	39	ПС Призвейская 2с	220	240	9.09
46	ПС Строительная	220	241.7	9.86	1	ЗГЭС 1с	220	241.3	9.68

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
220	34	32.42	1.29	0	0.3	3.83	-201.28	170.97	64.3	-438.72	1.99	678.37
ПАР (отключение наиболее загруженной линии ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала и 1 АТ на ПС 220 кВ Мильканская) для принятого варианта												
220	26.44	24.85	1.29	0	0.3	3.83	-253.62	114.9	64.33	-435.04	2	678.84

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

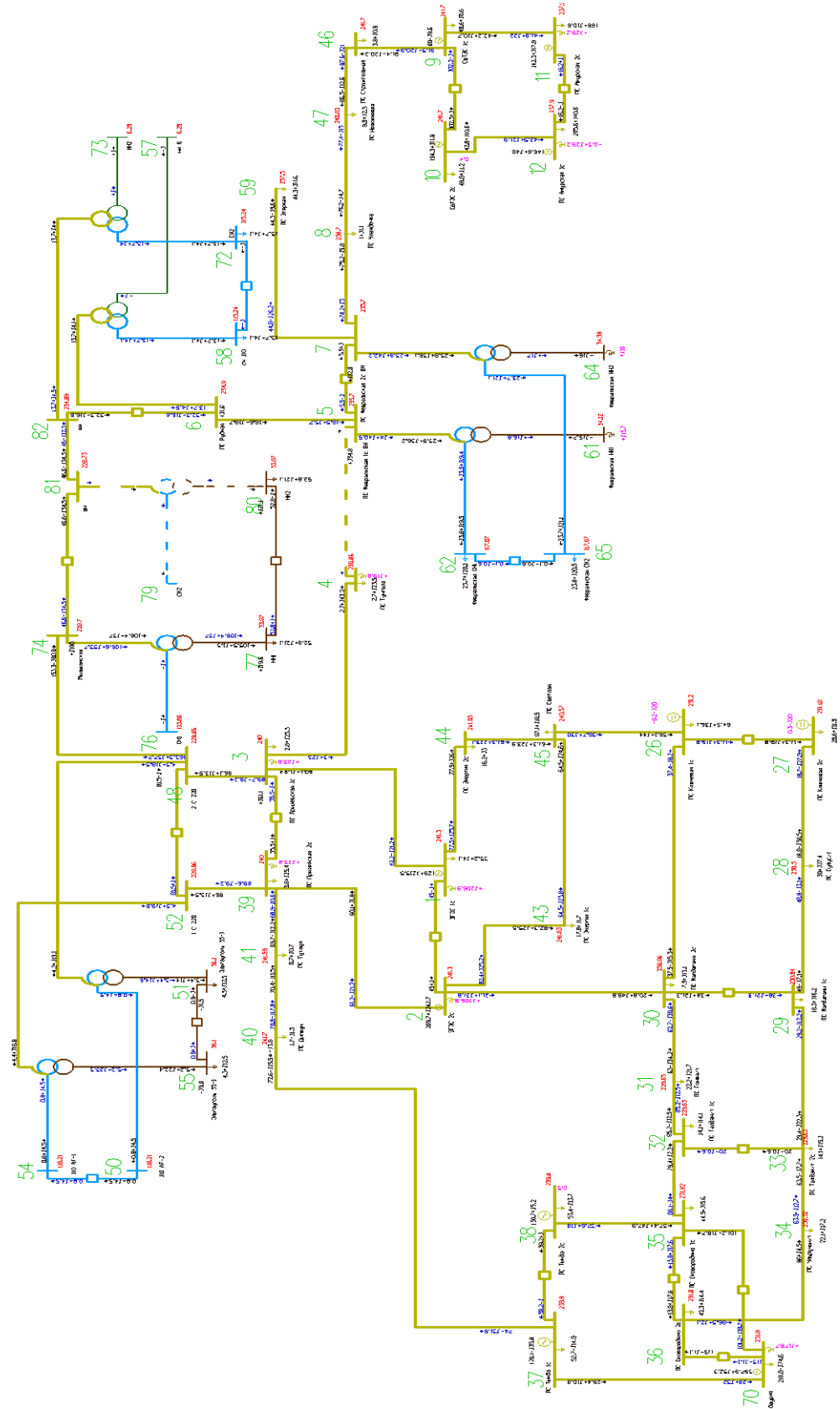
Вкладка «Графика» Нормального режима



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет электроэнергетического режима в ПВК RastrWin3

Вкладка «Графика» Послеаварийного режима



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет надежности

Расчет для Варианта № 2

Средняя частота устойчивых отказов линии 220 кВ:

$$\omega_{\text{ВЛ}} := \frac{0.5}{100} \quad L := 325.5 \text{ км}$$

Средняя время восстановления линии 220 кВ:

$$t_{\text{ВЛвосст}} := 11 \text{ ч}$$

$$\omega_2 := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot L = 1.627$$

$$\omega_3 := \omega_2 = 1.627$$

Средняя частота устойчивых отказов трансформаторов 220 кВ,
мощностью более 80 МВА:

$$\omega_{\text{ТР}} := 0.025$$

Средняя время восстановления трансформаторов 220 кВ:

$$t_{\text{ТРвосст}} := 60 \text{ ч}$$

Частота и время текущих ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРтек}} := 4 \quad t_{\text{ТРтек}} := 30$$

Частота и время капитальных ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРкап}} := 0.166 \quad t_{\text{ТРкап}} := 330$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкз}} := 0.004 \quad \omega_{\text{Вразрыв}} := 0.016$$

Средняя время восстановления выключателей 220 кВ:

$$t_{\text{Ввосст}} := 55 \text{ ч}$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и
КЗ выключателей 220 кВ:

$$\alpha_{\text{ОП}} := 0.004 \quad \alpha_{\text{КЗ}} := 0.006$$

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Втек}} := 0.3 \quad t_{\text{Втек}} := 15$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкап}} := 0.2 \quad t_{\text{Вкап}} := 122$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы:

$$q_{\text{ВЛ}} := \frac{\omega_3 \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 2.044 \times 10^{-3}$$

$$p_{\text{ВЛ}} := 1 - q_{\text{ВЛ}} = 0.99796$$

$$q_{\text{ТР}} := \frac{\omega_{\text{ТР}} \cdot t_{\text{ТРвосст}}}{8760} = 1.712 \times 10^{-4}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет надежности

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

$$q_{BK3} := \frac{\omega_{BK3} \cdot t_{B\text{восст}}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$q_{B\text{взрыв}} := \frac{\omega_{B\text{взрыв}} \cdot t_{B\text{восст}}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4}$$

$$p_{BK3} := 1 - q_{BK3} = 0.99997$$

$$p_{B\text{взрыв}} := 1 - q_{B\text{взрыв}} = 0.9999$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$N_{\text{оп}} := 1 \quad T_{\text{оп}} := 45 \quad a := 1 \quad k_{\text{апв}} := 0.7$$

$$q_1 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{\text{апв}}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{BЛ}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760} = 4.5663 \times 10^{-5}$$

$$q_4 := q_1 = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_5 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{\text{апв}}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{TP}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot \frac{T_{\text{оп}}}{8760} = 4.5662 \times 10^{-5}$$

$$q_6 := q_5 = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_7 := q_5 = 4.566 \times 10^{-5}$$

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

$$q_{\text{Э1}} := (q_1 + q_{BЛ} + q_6 + q_{TP}) + [(q_1 + q_{BЛ}) \cdot q_5 \cdot (q_7 + q_{TP})] = 2.306 \times 10^{-3}$$

$$q_{\text{Э2}} := (q_4 + q_{BЛ} + q_7 + q_{TP}) + [(q_4 + q_{BЛ}) \cdot q_5 \cdot (q_6 + q_{TP})] = 2.306 \times 10^{-3}$$

$$q_{\text{Э}} := q_{\text{Э1}} + q_{\text{Э2}} = 4.612 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{\text{Э1}} := (\omega_{BK3} + \omega_{BЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{TP}) + [(\omega_{BK3} + \omega_{BЛ}) \cdot \omega_{BK3} \cdot (\omega_{BK3} + \omega_{TP})] = 0.038$$

$$\omega_{\text{Э2}} := (\omega_{BK3} + \omega_{BЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{TP}) + [(\omega_{BK3} + \omega_{BЛ}) \cdot \omega_{BK3} \cdot (\omega_{BK3} + \omega_{TP})] = 0.038$$

$$\omega_{\text{Э}} := \omega_{\text{Э1}} + \omega_{\text{Э2}} = 0.076$$

Определим среднее время восстановления:

$$t_B := \frac{q_{\text{Э}}}{\omega_{\text{Э}}} \cdot 8760 = 531.63 \text{ ч}$$

$$t_{\text{пр1}} := t_{TP\text{восст}}$$

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек:

$$\omega_C := (\omega_{\text{Э1}} + \omega_{\text{Э2}}) \cdot (\omega_{\text{Э}} \cdot t_B) = 3.071$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициен простоя системы:

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр1}}}{t_B}}$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр1}}}{t_B}}$$

$$K_{\text{пр1}} = 0.107$$

$$K_{\text{пр2}} = 0.107$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет надежности

$$K_{\text{пс}} := \omega_{\text{Э}} \cdot \frac{t_{\text{В}}}{8760} = 4.612 \times 10^{-3}$$

Среднее время безотказной работы:

$$T_{\text{с}} := \frac{1}{\omega_{\text{с}}} = 0.326 \text{ лет}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_{\text{р}} := 0.105 \cdot T_{\text{с}} = 0.034 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс1}} := \frac{K_{\text{пс}}}{\omega_{\text{с}}} \cdot 8760 = 13.158 \text{ часов} \qquad t_{\text{вс2}} := \frac{K_{\text{пс}}}{\omega_{\text{с}}} \cdot 8760 = 13.158 \text{ часов}$$

Удельный годовой ущерб:

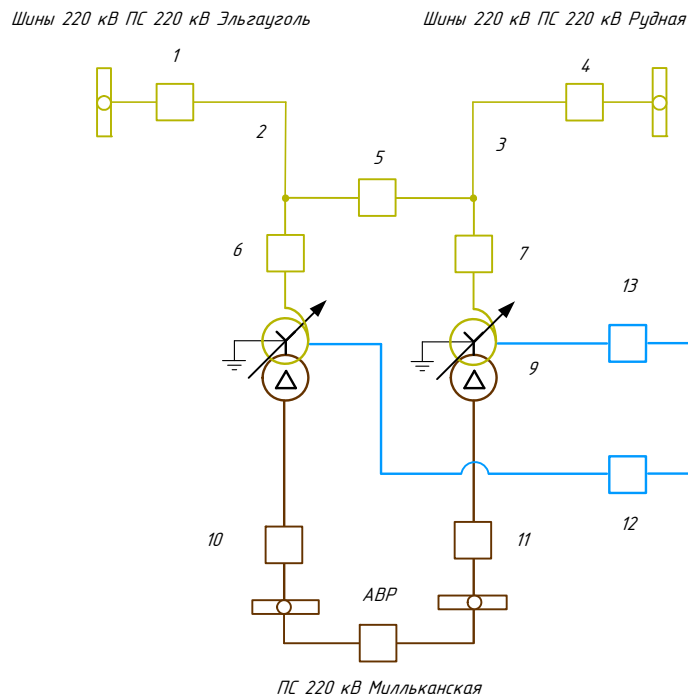
у.е./кВт*час для предприятий цветных металлов

$$P_{\text{нб}} := 5500 \text{ кВт} \qquad Y_0 := 0.25 \qquad \epsilon_{\text{н}} := 1$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y := \frac{(\omega_{\text{с}} \cdot t_{\text{вс1}} \cdot P_{\text{нб}} \cdot \epsilon_{\text{н}} \cdot Y_0 \cdot 64)}{1000} = 3.556 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Расчет для Варианта № 4



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет надежности

Средняя частота устойчивых отказов линии 220 кВ:

$$\omega_{\text{ВЛ4В}} := \frac{0.5}{100} \quad \text{L2} := 325.5 \quad \text{км} \quad \text{L3} := 189.1 \quad \text{км}$$

Средняя время восстановления линии 220 кВ:

$$t_{\text{ВЛвосст4В}} := 11 \quad \text{ч}$$
$$\omega_{24\text{В}} := \omega_{\text{ВЛ4В}} \cdot \text{L2} = 1.627$$
$$\omega_{34\text{В}} := \omega_{\text{ВЛ4В}} \cdot \text{L3} = 0.946$$

Средняя частота устойчивых отказов трансформаторов 220 кВ,
мощностью более 80 МВА:

$$\omega_{\text{ТР4В}} := 0.025$$

Средняя время восстановления трансформаторов 220 кВ:

$$t_{\text{ТРвосст4В}} := 60 \quad \text{ч}$$

Частота и время текущих ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРтек4В}} := 4 \quad t_{\text{ТРтек4В}} := 30$$

Частота и время капитальных ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРкап4В}} := 0.166 \quad t_{\text{ТРкап4В}} := 330$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкз4В}} := 0.004 \quad \omega_{\text{Вразрыв4В}} := 0.016$$

Средняя время восстановления выключателей 220 кВ:

$$t_{\text{Ввосст4В}} := 55 \quad \text{ч}$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и
КЗ выключателей 220 кВ:

$$\alpha_{\text{ОП4В}} := 0.004 \quad \alpha_{\text{КЗ4В}} := 0.006$$

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Втек4В}} := 0.3 \quad t_{\text{Втек4В}} := 15$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 35 кВ:

$$\omega_{\text{Вкап4В}} := 0.2 \quad t_{\text{Вкап4В}} := 122$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы:

$$q_{\text{ВЛ2.4В}} := \frac{\omega_{24\text{В}} \cdot t_{\text{ВЛвосст4В}}}{8760} = 2.044 \times 10^{-3} \quad q_{\text{ВЛ3.4В}} := \frac{\omega_{34\text{В}} \cdot t_{\text{ВЛвосст4В}}}{8760} = 1.187 \times 10^{-3}$$

$$p_{\text{ВЛ2.4В}} := 1 - q_{\text{ВЛ2.4В}} = 0.99796$$

$$p_{\text{ВЛ3.4В}} := 1 - q_{\text{ВЛ3.4В}} = 0.99881$$

$$q_{\text{ТР4В}} := \frac{\omega_{\text{ТР4В}} \cdot t_{\text{ТРвосст4В}}}{8760} = 1.712 \times 10^{-4}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет надежности

$$P_{TP4B} := 1 - Q_{TP4B} = 0.99983$$

$$Q_{BK34B} := \frac{\omega_{BK34B} \cdot t_{Bвосст4B}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5} \quad Q_{Bразрыв4B} := \frac{\omega_{Bразрыв4B} \cdot t_{Bвосст4B}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4}$$

$$P_{BK34B} := 1 - Q_{BK34B} = 0.99997$$

$$P_{Bразрыв4B} := 1 - Q_{Bразрыв4B} = 0.9999$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$N_{оп4B} := 1 \quad T_{оп4B} := 45 \quad a_{4B} := 1 \quad k_{апв4B} := 0.7$$

$$Q_{1.4B} := Q_{BK34B} + \alpha_{K34B} \cdot (1 + a_{4B} \cdot k_{апв4B}) \cdot (Q_{BK34B} \cdot Q_{BЛ2.4B}) + \alpha_{оп4B} \cdot N_{оп4B} \cdot \frac{T_{оп4B}}{8760} = 4.5663 \times 10^{-5}$$

$$Q_{4.4B} := Q_{1.4B} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$Q_{5.4B} := Q_{BK34B} + \alpha_{K34B} \cdot (1 + a_{4B} \cdot k_{апв4B}) \cdot (Q_{BK34B} \cdot Q_{TP4B}) + \alpha_{оп4B} \cdot N_{оп4B} \cdot \frac{T_{оп4B}}{8760} = 4.5662 \times 10^{-5}$$

$$Q_{6.4B} := Q_{5.4B} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$Q_{7.4B} := Q_{5.4B} = 4.566 \times 10^{-5}$$

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

$$Q_{Э1.4B} := (Q_{1.4B} + Q_{BЛ2.4B} + Q_{6.4B} + Q_{TP4B}) + [(Q_{1.4B} + Q_{BЛ2.4B}) \cdot Q_{5.4B} \cdot (Q_{7.4B} + Q_{TP4B})] = 2.306 \times 10^{-3}$$

$$Q_{Э2.4B} := (Q_{4.4B} + Q_{BЛ3.4B} + Q_{7.4B} + Q_{TP4B}) + [(Q_{4.4B} + Q_{BЛ3.4B}) \cdot Q_{5.4B} \cdot (Q_{6.4B} + Q_{TP4B})] = 1.45 \times 10^{-3}$$

$$Q_{Э4B} := Q_{Э1.4B} + Q_{Э2.4B} = 3.756 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{Э1.4B} := (\omega_{BK34B} + \omega_{BЛ4B} + \omega_{BK34B} + \omega_{TP4B}) + [(\omega_{BK34B} + \omega_{BЛ4B}) \cdot \omega_{BK34B} \cdot (\omega_{BK34B} + \omega_{TP4B})] = 0.038$$

$$\omega_{Э2.4B} := (\omega_{BK34B} + \omega_{BЛ4B} + \omega_{BK34B} + \omega_{TP4B}) + [(\omega_{BK34B} + \omega_{BЛ4B}) \cdot \omega_{BK34B} \cdot (\omega_{BK34B} + \omega_{TP4B})] = 0.038$$

$$\omega_{Э4B} := \omega_{Э1.4B} + \omega_{Э2.4B} = 0.076$$

Определим среднее время восстановления:

$$t_{B4B} := \frac{Q_{Э4B}}{\omega_{Э4B}} \cdot 8760 = 432.922 \quad \text{ч} \quad t_{пр1.4B} := t_{TPвосст4B}$$

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек:

$$\omega_{C4B} := (\omega_{Э1.4B} + \omega_{Э2.4B}) \cdot (\omega_{Э4B} \cdot t_{B4B}) = 2.501$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициент простоя системы:

$$K_{пр1.4B} := 1 - e^{-\frac{t_{пр1.4B}}{t_{B4B}}} \quad K_{пр2.4B} := 1 - e^{-\frac{t_{пр1.4B}}{t_{B4B}}}$$

$$K_{пр1.4B} = 0.129 \quad K_{пр2.4B} = 0.129$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет надежности

$$K_{\text{пс4в}} := \omega_{\text{э4в}} \cdot \frac{t_{\text{в4в}}}{8760} = 3.756 \times 10^{-3}$$

Среднее время безотказной работы:

$$T_{\text{с4в}} := \frac{1}{\omega_{\text{с4в}}} = 0.4 \quad \text{лет}$$

Расчетное время безотказной работы:

$$\alpha_{4в} := 0.105$$

$$T_{\text{р4в}} := 0.105 \cdot T_{\text{с4в}} = 0.042 \quad \text{лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс14в}} := \frac{K_{\text{пс4в}}}{\omega_{\text{с4в}}} \cdot 8760 = 13.1 \text{ часов}$$

$$t_{\text{вс2.4в}} := \frac{K_{\text{пс4в}}}{\omega_{\text{с4в}}} \cdot 8760 = 13.158 \quad \text{часов}$$

Удельный годовой ущерб:

$$Y_{04в} := 0.25 \text{ у.е./кВт*час} \quad \text{для предприятий цветных металлов}$$

$$P_{\text{нб4в}} := 550 \text{ кВт}$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$U_{4в} := \frac{(\omega_{\text{с4в}} \cdot t_{\text{вс14в}} \cdot P_{\text{нб4в}} \cdot \epsilon_{\text{н}} \cdot Y_{04в} \cdot 64)}{1000} = 2.895 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В Экономический расчет

Расчёт приведённых затрат.

$$З := E \cdot K + И$$

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений:

$$E := 0.14$$

Зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов для Дальнего Востока:

$$K_3 := 1.4$$

Коэффициент инфляции:

$$K_{инф} := 2.3$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{ис})$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

Для Варианта №2

$$l_{Э_М} := 325.5 \quad \text{км} \quad Z_{трасс} := 55 \quad \text{руб/км}$$

$$l_{ЗЭС_Пр} := 183.9 \quad \text{км} \quad Z_{леж.дорог} := 370 \quad \text{руб/км}$$

$$l_{Р_М} := 189.1 \quad \text{км}$$

$$K_{вл} := (K_{лэп} + K_{отв.л}) \cdot K_{инф} \cdot K_3$$

$$K_{220} := 1231 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_3 := 0.007 \quad \text{тыс.руб/м}^2$$

$$S_{отв.л2} := 100 \cdot (l_{Э_М} \cdot 2) = 6.51 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{отв.л2} := S_{отв.л2} \cdot C_3 = 455.7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_{Псумм2} := (l_{Э_М} \cdot 2) \cdot Z_{трасс} = 3.58 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_{леж.дор.сумм2} := (l_{Э_М} \cdot 2) \cdot Z_{леж.дорог} = 2.409 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ВЛсумм2} := K_{220} \cdot [(2 \cdot l_{Э_М}) + l_{ЗЭС_Пр}] = 1.028 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ЛЭПсумм2} := K_{ВЛсумм2} + Z_{Псумм2} + K_{отв.л2} + Z_{леж.дор.сумм2} = 1.305 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ЛЭПинф2} := K_{ЛЭПсумм2} \cdot K_{инф} \cdot K_3 = 4.202 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Для Варианта №4

$$S_{отв.л4} := 100 \cdot (l_{Э_М} + l_{Р_М}) = 5.146 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{отв.л4} := S_{отв.л4} \cdot C_3 = 360.22 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_{Псумм4} := (l_{Э_М} + l_{Р_М}) \cdot Z_{трасс} = 2.83 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_{леж.дор.сумм4} := (l_{Э_М} + l_{Р_М}) \cdot Z_{леж.дорог} = 1.904 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Экономический расчет

$$K_{ВЛсумм4} := K_{220} \cdot (I_{Э_М} + I_{Р_М} + I_{ЗГЭС_Пр}) = 8.599 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ЛЭПсумм4} := K_{ВЛсумм4} + Z_{Псумм4} + K_{Отв.л4} + Z_{леж.дор.сумм4} = 1.079 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ЛЭПинф4} := K_{ЛЭПсумм4} \cdot K_{инф} \cdot K_{з.} = 4.094 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Для Варианта №2

Для Варианта №4

$$S_{ОтвМилькан2} := 20000 \quad \text{тыс.руб м}^2 \quad S_{ОтвМилькан4} := 20000 \quad \text{тыс.руб м}^2$$

$$S_{Отв1яч2} := 1600 \quad \text{тыс.руб м}^2 \quad S_{Отв1яч4} := 1600 \quad \text{тыс.руб м}^2$$

$$K_{кв} := 0 \quad S_{ОтвРудная4} := 20000 \quad \text{тыс.руб м}^2$$

$$S_{Отв.сумм2} := S_{ОтвМилькан2} + (4 \cdot S_{Отв1яч2}) = 2.64 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$S_{Отв.сумм4} := S_{ОтвМилькан4} + S_{ОтвРудная4} + (4 \cdot S_{Отв1яч4}) = 4.64 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{тр_125_2} := 22900 \cdot 2 = 4.58 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{тр_125и63_4} := (22900 \cdot 2) + 14700 = 6.05 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру_2} := 12500 \cdot 4 = 5 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{ру_4} := 12500 \cdot 4 = 5 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{постПС_2} := S_{Отв.сумм2} \cdot C_3 = 184.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{постПС_4} := S_{Отв.сумм4} \cdot C_3 = 324.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС, тыс.руб:

$$K_{\Sigma пс_2} := K_{ру_2} + K_{постПС_2} + K_{тр_125_2} = 9.598 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma пс_4} := K_{ру_4} + K_{постПС_4} + K_{тр_125и63_4} = 1.108 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma псинф_2} := K_{\Sigma пс_2} \cdot K_{инф} \cdot K_{з.} = 3.091 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma псинф_4} := K_{\Sigma пс_4} \cdot K_{инф} \cdot K_{з.} = 4.206 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{ЛЭПинф2} + K_{\Sigma псинф_2}) = 4.511 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$K_4 := (K_{ЛЭПинф4} + K_{\Sigma псинф_4}) = 4.515 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$\alpha_{э.пс} := 0.049$$

$$И := И_3 + И_{ам} + И_{\Delta W}$$

$$\alpha_{э.вл} := 0.008$$

Эксплуатационные издержки:

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{ЛЭПинф2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma псинф_2} = 4.876 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Экономический расчет

Вариант №4.

$$И_{э4} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{ЛЭПинф4} + \alpha_{э.лс} \cdot K_{\Sigma псинф_4} = 5.336 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{сл.ЛЭП} := 45 \quad \text{лет} \quad T_{сл.ПС} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №2.

$$И_{ам2} := \left(\frac{K_{ЛЭПинф2}}{T_{сл.ЛЭП}} \right) + \left(\frac{K_{\Sigma псинф_2}}{T_{сл.ПС}} \right) = 1.088 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$И_{ам4} := \left(\frac{K_{ЛЭПинф4}}{T_{сл.ЛЭП}} \right) + \left(\frac{K_{\Sigma псинф_4}}{T_{сл.ПС}} \right) = 1.12 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0 \quad C_0 := 0.116 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Потери в сети (взяты из RastrWin3):

$$\Delta W_2 := 48.21 \quad \Delta W_4 := 47.84$$

Вариант №2.

$$И_{\Delta W_2} := (\Delta W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 5.592 \times 10^{-3} \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$И_{\Delta W_4} := (\Delta W_4 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 5.549 \times 10^{-3} \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №2.

$$И_2 := И_{э2} + И_{ам2} + И_{\Delta W_2} = 1.576 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$И_4 := И_{э4} + И_{ам4} + И_{\Delta W_4} = 1.654 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

$$У_{в2} := 3.556 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб} \quad У_{в4} := 2.895 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$З_2 := E \cdot K_2 + И_2 + У_{в2} = 7.927 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №4.

$$З_4 := E \cdot K_4 + И_4 + У_{в4} = 8.004 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 7.732×10^3 тыс. руб по сравнению с вариантом №4.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Экономический расчет

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Вариант 2																						
Капиталовложения в ПС, млн. руб.																						
К		15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036	15036
И		1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575	1575
Сумма		-15036	-15036	-15036	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575	-1575
	0.9090909	0.826446	0.751515	0.683013	0.620921	0.564474	0.513158	0.465507	0.424098	0.385543	0.350494	0.318631	0.289564	0.263331	0.239392	0.217629	0.197845	0.179859	0.163508	0.148644		
	-13669.09	-12426.4	-11296.8	-1075.75	-977.951	-889.046	-808.224	-734.749	-667.954	-607.231	-552.028	-501.844	-456.221	-414.747	-377.042	-342.766	-311.605	-283.278	-257.525	-234.114		
Нагрузка ПС, МВт																						
Стоимость э/э, руб. кВтч	105																					
Сумма 2		-15036	-15036	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825	6825
Сумма 2 дисконт		-13669.09	-12426.4	-11296.8	4661.567	4237.788	3852.535	3502.304	3183.913	2894.466	2631.333	2392.121	2174.655	1976.959	1797.236	1633.851	1485.319	1350.29	1227.536	1115.942	1014.493	
ГРАФИК	0	-13669.09	-26095.5	-37392.3	-32730.7	-28493	-24640.4	-21138.1	-17954.2	-15059.7	-12428.4	-10036.3	-7861.62	-5884.67	-4087.43	-2453.58	-968.26	382.03	1609.566	2725.508	3740.001	
Потери мощности в режиме максимальных нагрузок, МВт	41.4																					
Стоимость потерь э/э, руб. кВтч	0.116																					
Коэффициент дисконтирования	0.1																					

