

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 Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

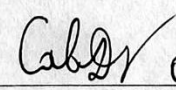
Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 10 » 06 2025 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей напряжением 220 кВ республики Саха (Якутия) при подключении переключательного пункта Золотинка на инновационной основе с применением цифровых технологий

Исполнитель
студент группы 342-ом1

 06.06.2025
подпись, дата

Д.А. Савченко

Руководитель
профессор,
доктор техн. наук

 10.06.2025
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
профессор,
доктор техн. наук

 10.06.2025
подпись, дата

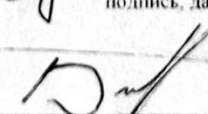
Н.В. Савина

Нормоконтроль
старший преподаватель

 10.06.2025
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

 11.06.2025
подпись, дата
Барзук Н.А.

Благовещенск 2025

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

« 08 » 02 Н.В. Савина 20 28 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Савченко Дениса Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование развития электрических сетей напряжением 220 кВ республики Саха (Якутия) при подключении переключательного пункта Золотинка на инновационной основе с применением цифровых технологий

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 16.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры нагрузок рассматриваемого района, отчеты по практической подготовке, материалы производственной и преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района развития сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия); Характеристика инновационных технологий, применяемых в сетях 220 кВ Республики Саха (Якутия); Разработка оптимального варианта конфигурации района развиваемой сети 220 кВ Республики Саха (Якутия); Техническая проработка вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия); Техничко – экономическое сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия).

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) : программные продукты MathCad, RastrWin3, Microsoft Office, 2 листа графической части (формат А1), презентация.

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

7. Дата выдачи задания 08.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., зав. кафедрой энергетики доктор техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению (дата):

Савин
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит: 128 с., 20 рисунков, 30 таблиц, 68 формул, 4 приложения, 58 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, РЕСПУБЛИКА САХА, НАДЕЖНОСТЬ, КРУЭ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ.

В данной магистерской диссертации рассматривается проектирование переключательного пункта 220 кВ Золотинка, расположенного в Республике Саха (Якутия). Работа включает всесторонний анализ существующей электроэнергетической инфраструктуры, с целью выявления узких мест в электрических сетях. Особенное внимание уделяется применению современных технологий и инновационного оборудования, что позволяет повысить эффективность и устойчивость электроэнергетической системы.

В рамках исследования проведен сравнительный анализ различных вариантов подключения новых потребителей, учитывающий как экономические, так и технические параметры. Разработаны и смоделированы альтернативные схемы электроснабжения, что способствовало выделению оптимальных решений с минимальным временем окупаемости.

Результаты диссертации подтверждают, что предложенные решения способны улучшить гибкость сети при подключении переключательного пункта 220 кВ Золотинка и способствовать устойчивому развитию электроэнергетической системы региона. Внедрение рекомендаций из работы окажет позитивное влияние на качество электроснабжения и повысит надежность эксплуатации объектов электроэнергетической сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение.....	8
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях южной части Республики Саха (Якутии)	12
1.1 Экономическая характеристика южной части Республики Саха (Якутия).....	12
1.2 Климатическая характеристика южной части Республики Саха (Якутии).....	13
1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района.....	15
1.3.1 Структурный анализ источников питания	17
1.3.2 Структурный анализ ЛЭП.....	19
1.3.3 Структурный анализ ПС.....	19
1.4 Анализ режимной ситуации участка развития сети 220 кВ	21
1.4.1 Выбор ПВК для расчета режимов	21
1.4.2 Расчёт установившихся режимов существующей электрической сети 220 кВ Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия)	22
1.4.3 Моделирование существующего участка электрической сети	24
1.4.4 Анализ режимов существующей сети.	25
1.5 Обоснование целесообразности развития электрических сетей Республики Саха (Якутия)	28
1.6 Выводы.....	28
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого на РУ 220 кВ и выбор оптимального для переключательных пунктов.....	30
2.1 Выбор инновационных технологий для переключательных пунктов 220 кВ	30
2.2 Выбор технологий для перевода линии в цифровой формат.....	30
2.3 Выбор и анализ применения КРУЭ с дистанционным управлением	32
2.4 Рассмотрение возможности создания цифрового переключательного пункта (ЦПП) на основе модели цифровой подстанции (ЦПС)	34
2.4 Выводы.....	39
3 Разработка вариантов проектирования электрической сети 220 кВ при подключении переключательного пункта Золотинка	41

3.1 Принцип проектирования вариантов развития электрической сети	41
3.2 Определение уровня перспективных электрических нагрузок	42
3.3 Компенсация реактивной мощности	46
3.4 Предоставление и сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия) при подключении ПП 220 кВ Золотинка	49
3.4.1 Разработка вариантов по конфигурации сети	49
3.4.2 Разработка вариантов по схеме РУ 220 кВ	52
3.5 Выбор конкурентоспособных вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутии)	55
3.6 Капитальные вложения	72
3.6.1 Расчет капитальных вложений на сооружение ВЛЭП	73
3.6.2 Расчет капитальных вложений на сооружение ПП	75
3.7 Расчет амортизационных отчислений	77
3.8 Расчет эксплуатационных затрат	78
3.9 Расчет затрат на компенсацию потерь	79
3.10 Суммарные издержки	80
3.11 Расчет недоотпуска электроэнергии	81
3.12 Приведенные затраты	82
3.13 Выводы	83
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Республики Саха (Якутия) в связи с подключением ПП 220 кВ Золотинка и ПС 220 кВ Таборный	85
4.1 Расчет токов короткого замыкания	85
4.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПП и выбор оптимального	88
4.4 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	89
4.5 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ	92
4.6 Выбор и проверка силовых выключателей	95
4.7 Выбор и проверка разъединителей	98
4.8 Выбор и проверка цифровых трансформаторов тока	99
4.8 Выбор и проверка цифровых трансформаторов напряжения	101
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	102

4.10 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов	103
4.11 Выбор и проверка ОПН 220 кВ	105
4.12 Выбор марки и сечения новых линий электропередачи и проверка существующих	108
4.14 Выводы	111
5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия).....	113
5.1 Чистый дисконтированный доход за расчетный период	114
5.2 Дисконтированный срок окупаемости.....	116
5.3 Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)	117
5.4 Выводы.....	118
Заключение	120
Библиографический список	122
Приложение А - Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях республики саха (якутии).....	129
Приложение Б - Расчёт приведенных затрат в MathCad15.....	136
Приложение В - Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3.....	144
Приложение Г - Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка.....	149

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ИДД – индекс доходности дисконтированных инвестиций;

КЗ – короткое замыкание;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединённая энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПП – переключательный пункт;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

СДТУ – система диспетчерского технологического управления;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЦТН – цифровой трансформатор напряжения;

ЦТТ – цифровой трансформатор тока;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЦПП – цифровой переключательный пункт;

ЦПС – цифровая подстанция;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

SCADA – система сбора данных и управления (Supervisory Control and Data Acquisition).

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность магистерской диссертации обусловлена необходимостью проектирования развития электрической сети напряжением 220 кВ в удалённых и климатически сложных районах на территории Республики Саха (Якутия) при подключении переключательного пункта – ПП 220 кВ Золотинка. Данный переключательный пункт необходим для увеличения гибкости электрической сети и подключения потребителя – ПС 220 кВ Таборный. В рамках данной магистерской диссертации приоритетное внимание уделено анализу и обоснованию применения современных цифровых и инновационных технологий, направленных на повышение надежности функционирования электроэнергетической системы региона, повышению ее гибкости и эффективности передачи электроэнергии потребителю.

Объект исследования – электрическая сеть напряжением 220 кВ, расположенная на границе территорий Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) и Тындинского района Амурской области.

Предмет исследования – инновационные методы и технологии, применяемые в электрических сетях напряжением 220 кВ при строительстве, реконструкции и эксплуатации объектов электроэнергетики.

Цель магистерской диссертации – на основе анализа современных инновационных решений, осуществить выбор оптимального состава оборудования и современных технологий для электрических сетей напряжением 220 кВ путём повышения надёжности и гибкости электрической сети 220 кВ при подключении нового потребителя – подстанции 220 кВ Таборный, находящейся в Республике Саха (Якутия).

Задачи:

- Выявление узких мест действующих сетевых сооружений и оценка возможностей подключения нового крупного потребителя;

- Анализ современных технических решений, применяемых при эксплуатации объектов электроэнергетики, а также выбор и рассмотрение данных технологий для объекта электроэнергетики по теме магистерской диссертации;

- Разработка вариантов проектирования электрической сети 220 кВ и выбор оптимального для дальнейшей проработки;

- Техническая проработка выбранного варианта для осуществления выбора основного оборудования электрических сетей 220 кВ Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия);

- Оценить инвестиционную привлекательность, определить интегрированные эффекты.

Научная новизна исследования – реализация цифровых технологий, применительно к проектированию переключательного пункта на основе архитектуры цифровой подстанции (ЦПС).

Практическая значимость – повышение гибкости и надежности электроснабжения объектов, имеющих важное социально-экономическое значение, как на территории Республики Саха (Якутия), так и в соседних регионах, таких как Амурская область. Реализация предложенных решений обеспечивает стабильное энергообеспечение новых и действующих потребителей.

В рамках выполнения диссертационного исследования были проведены следующие этапы работ: было выполнено построение эквивалентной схемы замещения исследуемого фрагмента электрической сети. Приведены данные по климатическим условиям и экономической ситуации в регионе, исследованы характеристики источников питания, проведен структурный анализ состояния линий электропередачи и подстанций. Также был выполнен расчёт и анализ режимов текущей электрической сети. По результатам первого раздела сделан вывод о возможности подключения нового потребителя к существующим сетям напряжением 220 кВ.

Во втором разделе представлены характеристики современного оборудования, применимого в условиях модернизации электрических сетей. На основе анализа различных инновационных технологий были определены те, которые могут быть использованы при дальнейшем развитии сети.

В третьем разделе разработаны несколько вариантов развития электрической сети. Общее количество предложенных вариантов составило шесть. После всестороннего анализа из них были отобраны два наиболее перспективных направления для последующего детального расчёта, на основании полученных данных сделан выбор оптимального варианта по экономическим показателям.

Четвертый раздел включает в себя этапы по выбору и проверке оборудования в зависимости от токов короткого замыкания (ТКЗ).

В пятом разделе на основании полученных данных произведена оценка экономической целесообразности проекта, рассчитан чистый дисконтированный доход, индекс доходности дисконтированных инвестиций, а также обобщены результаты проделанной работы.

По результатам выполненного магистерского исследования опубликовано две научные работы в материалах конференций. Одна из публикаций представлена в материалах XXIII региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее» за 2024 год. Тема статьи — «Интеграция технологии цифровых подстанций в энергосистему Амурской области». Вторая публикация вошла в сборник трудов XXXIV научной конференции Амурского государственного университета «День науки», 2025 год, и имеет наименование «Применение цифровых технологий при строительстве переключательных пунктов».

Кроме того, автор принял участие в трёх научных конференциях, включая две — в очном формате, где были представлены промежуточные результаты исследования.

Для реализации поставленных задач и проведения необходимых расчётов использовались программные средства: операционная система

Microsoft Windows 10 (версии Education и Pro), пакет MS Office 2010 Standard, математический пакет Mathcad University Edition, а также программный комплекс RastrWin3 с учебной лицензией.

Графическая часть магистерского исследования выполнена на двух листах A1 и презентации.

Таким образом, выполненная работа представляет собой комплексное исследование, объединяющее теоретические и практические аспекты проектирования развития электрических сетей 220 кВ с учетом внедрения передовых технологий. Полученные результаты могут быть использованы в дальнейших научных разработках и при планировании реальных проектов модернизации электрических сетей в удалённых регионах страны.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЮЖНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИИ)

Проведения анализа схемно-режимной ситуации позволит определить слабые и сильные стороны рассматриваемого эквивалента сети, и оценить возможности подключения к существующим сетям новых потребителей.

1.1 Экономическая характеристика южной части Республики Саха (Якутия)

Южная часть Республики Саха (Якутия) характеризуется значительными запасами природных ресурсов и развитыми отраслями горнодобывающей промышленности, что определяет структуру ее экономики. Основной удельный вес занимают добыча золота, угля и других полезных ископаемых, таких как молибден, титан, рудные полиметаллы, и вольфрам, что делает регион важным объектом на национальном и международном рынках.

Золотодобыча является одной из ключевых отраслей, с рядом крупных предприятий, таких как ПАО «Алроса», активно занимающегося как россыпной, так и рудной добычей золота. Эти компании обеспечивают рабочие места для местного населения и значительно способствуют развитию социальной инфраструктуры.

Развитие угольной промышленности также имеет важное значение для региона. АО «Якутуголь» и Эльгауголь, расположенные в южных районах Якутии, недалеко от крупных месторождений, играют ведущую роль в добыче угля, который используется как для внутреннего потребления, так и для поставок за пределы региона. Эти предприятия внедряют современные технологии для повышения эффективности и снижения воздействия на экологию.

Кроме того, южная часть Якутии богата месторождениями каменного угля и бурого угля, что предоставляет возможности для дальнейшего

расширения энергетической базы региона. Горно-обогатительные комплексы, такие как Инаглинский, способствуют обеспечению топливом как местной, так и металлургической промышленности.

В связи с активным развитием горнодобывающей отрасли, также наблюдается растущий интерес к разработке новых месторождений и улучшению инфраструктуры, что станет основой для будущих этапов развития экономики южной части Якутии. Этот потенциал позволяет региону создавать новые рабочие места и развивать современные технологии.

Рудник Таборный, находящийся на юго-западе Якутии, является частью горнодобывающего кластера Гросс, куда также входят флагманский рудник Nordgold Гросс и проект Токко [53]. Ключевым фактором транспортной доступности для этого рудника служит круглогодичная дорога, соединяющая местность со станцией Икабья на Байкало-Амурской магистрали, которая расположена в 80 километрах от объекта.

Для обеспечения повышения эффективности всех операций на руднике применяется АСУ ТП «WENCO», которая позволяет оптимизировать работу горного транспорта, тем самым повышая производительность и снижая время простоя техники [53].

Таким образом, южная часть Республики Саха (Якутия) — это экономически перспективный регион с разнообразным сырьевым потенциалом и активным развитием ключевых отраслей. Эффективное управление ресурсами и продолжение внедрения инноваций станут залогом устойчивого роста и развития экономики региона.

1.2 Климатическая характеристика южной части Республики Саха (Якутии)

В административном отношении трасса проектируемой ВЛ 220 кВ расположена в Нерюнгринском и Олекминском районах Республика Саха (Якутия).

В административном отношении трасса проектируемой ВЛ 220 кВ проходит по территории Нерюнгринского и Олекминского муниципальных

районов Республики Саха (Якутия), на всей протяженности следования трасса проектируемой ВЛ 220 кВ, а также площадка проектируемой ПС 220/35/6 кВ Таборный расположены в непосредственной близости от грунтовой дороги на Рудник Таборный.

Объект расположен в пределах Олёкмо-Чарского нагорья Алданского щита. Южная часть трассы ВЛ 220 кВ расположена с запада от Удоканского хребта, в долине рек Олдонгдо и Токко. Северная часть проектируемой трассы ВЛ 220 кВ относится к межгорной котловине реки Эвонокит.

Абсолютные высотные отметки:

– по трассе ВЛ 220 кВ от ПП Золотинка до портала рудника Таборный (диспетчерское наименование: ВЛ 220 кВ «Таборный»), колеблются от 404,31 м до 471,00 м;

– на территории проектируемой ПС 220/35/6 кВ Таборный (диспетчерское наименование: ПС 220/35/6 кВ «Таборный»), колеблются от 404,31 м до 471,00 м.

В районе повсеместно развита многолетняя мерзлота сливающегося типа. Мощность многолетнемерзлых пород 50-120 м, глубина залегания зависит от экспозиции склонов, литологического состава пород, мощности мохово-растительного слоя. Температура многолетнемерзлых пород в зоне нулевых амплитуд (на глубине 10 м) составляет минус 2,5 °С [26].

Грунт – песчано-глинистый грунт с гравийно-галечниковыми прослоями. Для подножий склонов преимущественно характерен грубообломочный грунт с супесчаным и песчаным заполнителем [3].

В соответствии с современными требованиями [36] расчетно-климатические условия представлены в таблице 1.

Таблица 1— Климатические сведения

Характеристика показателя	Значение
1	2
Преобладающее направление ветра	Север

Продолжение таблицы 1

1	2
Район по ветру	III [51]
Нормативная скорость ветра с повторяемостью 1 раз в 25 лет (V_0), м/сек.	32
Район по гололеду	III [51]
Нормативное ветровое давление при гололеде, Па	160
Температура воздуха, °С	
– среднегодовая	-7,8
– максимальная	35
– минимальная	-54,0
– температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-47
Среднегодовая продолжительность гроз, час.	20-40 часов [54]
Среднегодовое количество осадков, мм	461
Высота снежного покрова, см:	
– средняя	24
– максимальная	37
– минимальная	11
Загрязнение атмосферы (СЗА):	
– по влиянию на изоляцию в соответствии с главой 1.9 ПУЭ-7	II
– по воздействию на металлические конструкции	II
– по воздействию на алюминиевые конструкции	II
Число дней с туманом	
– среднее	31
– максимальное	47
Сейсмичность района строительства, баллов	8 баллов

1.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области и Республики Саха (Якутия) на напряжение 220 кВ, поскольку подключаемые потребители через ПС Таборный имеют большую мощность. На рисунке 1 представлен рассматриваемый участок сети.

Отделение рассматриваемого участка сети от энергосистемы района необходимо для создания модели в программно-вычислительных комплексах для дальнейшего изучения и анализа возможных режимов.

Рассматриваемый участок сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых потребителей.

Выбранную сеть необходимо ограничить шинами 220 кВ НГРЭС. В дальнейших расчетах примем шины данной подстанции за базисный узел, также ограничим шинами 220 кВ ПС Сковородино и Даурия.

В качестве рассматриваемого участка сети выбран объект генерации: Нерюнгринская ГРЭС, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ ПС Даурия и 9 подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Сковородино; ПС Тында; ПП Нагорный; ПС Хорогочи; ПС Лопча; ПС Юктали; ПС Олекма; ПС Хани; ПС Чара.



Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.3.1 Структурный анализ источников питания

Основным источником электроснабжения исследуемого района выступает Нерюнгринская ГРЭС напряжением 220/110/35/10 кВ – тепловая электростанция, расположенная в посёлке Серебряный Бор Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). С 2005 года станция входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания». Установленная мощность электростанции составляет 570 МВт, а годовая выработка электроэнергии достигает 3030 млн кВт·ч.

На Нерюнгринской ГРЭС установлено следующее основное энергетическое оборудование:

- три котлоагрегата типа ТПЕ-214 СЗХЛ Таганрогского котельного завода с производительностью 670 тонн пара в час;
- три котла КВТК-100-150;
- три паровые турбины: одна К-210-130-3 и две Т-180/210-130-1, произведённые Ленинградским металлическим заводом, с общей номинальной электрической мощностью 570 МВт;

три генератора типа ТГВ-200-2МУЗ Харьковского завода «Электротяжмаш», оснащённых тиристорной системой возбуждения, водородно-водяным охлаждением и работающих при напряжении на выводах 15,75 кВ [6].

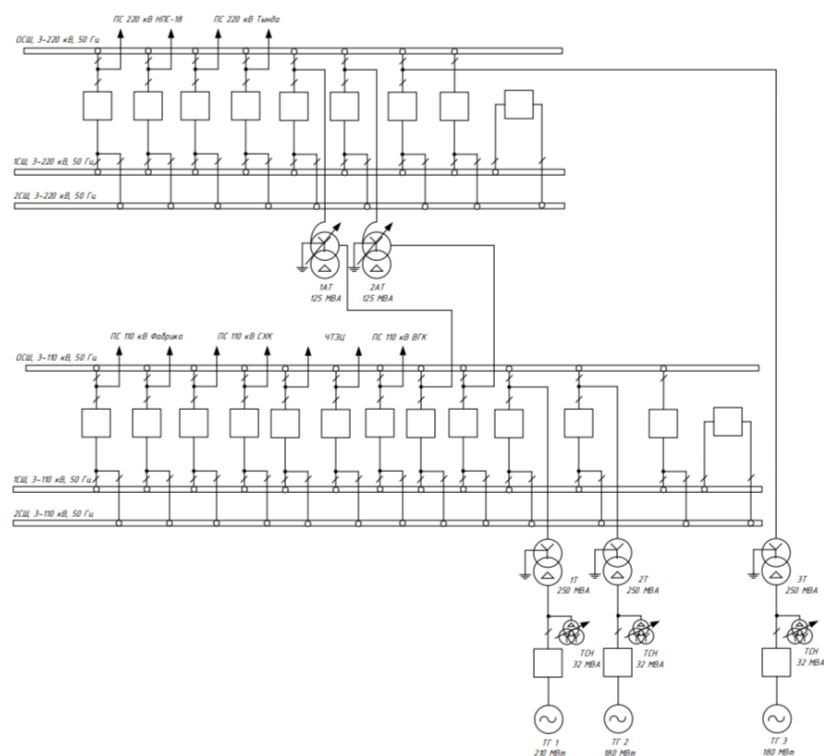


Рисунок 2 – Однолинейная схема НГРЭС

Схема выдачи электрической мощности предусматривает наличие трёх линий электропередачи напряжением 220 кВ и семи линий напряжением 110 кВ. Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме с четырьмя выключателями на три цепи (схема "1/3") — так называемая схема 13Н. Взаимосвязь между распределительными устройствами 220 кВ и 110 кВ осуществляется через два автотрансформатора связи марки АДЦТН-125000/220/110.

Планируется расширение Нерюнгринской ГРЭС со строительством двух новых энергоблоков общей мощностью 450 МВт для электроснабжения Восточного полигона РЖД и увеличения пропускной способности БАМа и Транссиба. Однако, сроки ввода в эксплуатацию второй очереди сдвигаются до 2026-2027 года с возможностью переноса сроков ввода на 2028-2030 года [52].

Исходя из неопределенных сроков ввода второй очереди Нерюнгринской ГРЭС, данная электростанция в магистерской диссертации будет рассматриваться при текущем оборудовании.

В данной работе будет рассматриваться только РУ 220 кВ НГРЭС, изображенной на рисунке 3.

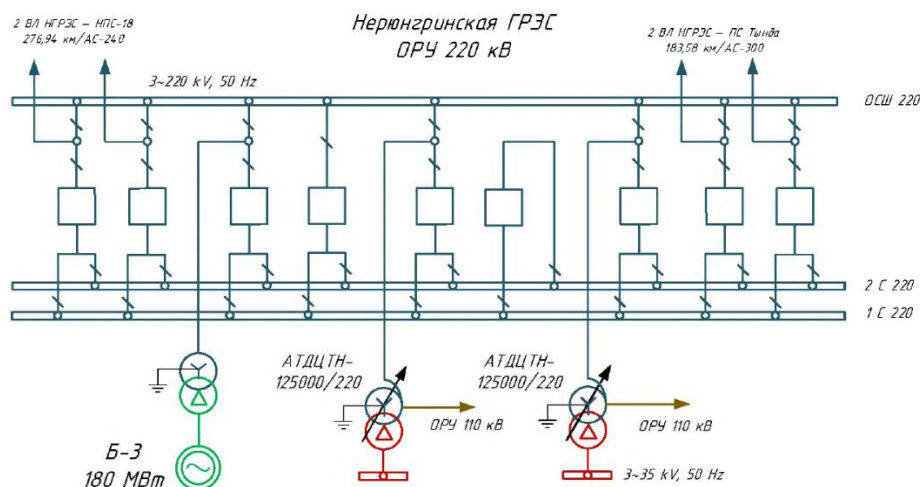


Рисунок 3 – Схема ОРУ-220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

1.3.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 2– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети 220 кВ

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Тынды – Сковородино	АС-300/39	155.2
ВЛ 220 кВ Тынды – Даурия	АС-300/39	155.2
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тынды	АС-300/39	180
ВЛ 220 кВ Тынды – Хорогочи	АС-300/39	74.45
ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	АС-300/39	87.1
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	АС-300/39	146.1
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отп. на ПС Олекма	АС-300/39	134.4
ВЛ 220 кВ Хани – Чара 2 цепи	АС-300/39	97.14
ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино 2 цепи	АС-300/39	1.5
КВЛ 220 кВ Тынды - Нагорный	АС-300/39	106
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Нагорный	АС-300/39	95

1.3.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки, установленных на них трансформаторов схемы РУ.

Таблица 3 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
Тында	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Хорогочи	Транзитная	Мостик (5АН)
Лопча	Транзитная	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Юктали	Транзитная	Мостик (5АН)
Олекма	Отпаечная	Блока линия-трансформатор (3Н)
Хани	Транзитная	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Чара	Транзитная	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Сковородино	Узловая	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Даурия	Узловая	Две рабочие системы шин (13)

Таблица 4 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Тында	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/110/35/10
Хорогочи	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Лопча	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Юктали	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Олекма	ТДТН-25000/220/35/10
Хани	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Чара	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Сковородино	2 x АДЦТН-63000/220/110/10.5 2 x ТДТН-25000/110/35/10
Даурия	-
Нагорный	-

Исходя из структурного анализа можно сделать вывод что выделенный район питается от 2-х электростанций от Нерюнгринской ГРЭС и Зейской ГЭС. В данном районе преобладают сети напряжением 220 кВ. ВЛ 220 кВ рассматриваемого района имеют большую протяженность. Подстанции рассматриваемого района по способу подключения в основном являются транзитными.

1.4 Анализ режимной ситуации участка развития сети 220 кВ

1.4.1 Выбор ПВК для расчета режимов

Для выполнения расчетов режимов электрических сетей в рамках магистерской диссертации, выбор соответствующего программно-вычислительного комплекса (ПВК) является ключевым этапом. Рассмотрение ПВК RastrWin3 в качестве основного инструмента представляется наиболее целесообразным решением, одним из весомых аргументов в пользу этого выбора является наличие уже существующей модели рассматриваемой электрической сети, которая приводилась ранее.

Использование ПВК RastrWin3 позволяет значительно сократить трудозатраты и время на этапе подготовки исходных данных и построения расчетной схемы. Таким образом, можно незамедлительно приступить непосредственно к исследовательской части работы – анализу режимов короткого замыкания, оценке влияния различных факторов и формированию выводов.

Помимо этого, ПВК RastrWin3 обладает рядом характеристик, делающих его подходящим инструментом для решения задач определения ТКЗ в академических и научно-исследовательских работах:

- **Точность алгоритмов:** Комплекс использует апробированные методики и алгоритмы расчета токов короткого замыкания, что обеспечивает высокую достоверность получаемых значений.
- **Гибкость моделирования:** RastrWin3 позволяет детально моделировать различные элементы электрической сети и их параметры, что важно для учета всех нюансов, влияющих на величину и характер ТКЗ.

- Визуализация и анализ результатов: Программное обеспечение предоставляет удобные инструменты для графического представления схемы сети, а также для анализа и документирования результатов расчетов, что является неотъемлемой частью подготовки магистерской диссертации.

- Соответствие стандартам: Расчеты, выполняемые в комплексе, как правило, соответствуют действующим нормативным документам и стандартам в области электроэнергетики.

Следовательно, сочетание уже имеющейся подробной модели исследуемого участка электрической сети в среде RastrWin3 с его функциональными возможностями для точного анализа токов короткого замыкания делает данный ПВК оптимальным выбором для решения поставленных в магистерской работе задач.

Основными целями данного раздела являются анализ существующих режимов электрической сети, оценка её пропускной способности, а также определение целесообразности и необходимости реконструкции для обеспечения устойчивого подключения новой станции.

1.4.2 Расчёт установившихся режимов существующей электрической сети 220 кВ Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия)

В ходе выполнения исследования рассчитывались режимы электрической сети с использованием программно-вычислительного комплекса «RastrWin3». Для моделирования были применены следующие исходные данные:

- Результаты контрольных замеров на подстанциях Амурской области и Республики Саха (Якутия) за период с 2020 по 2025 год;

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в зону ответственности Амурского и Якутского филиалов РДУ, на 2025 год;

- Распределение потоков мощности в электрических сетях Амурского и Якутского регионов за 2025 год.

В ходе исследования значения максимальной и минимальной нагрузок потребителей были определены на основе результатов контрольных измерений, выполненных на соответствующих подстанциях в период с 2020 по 2025 год.

Пиковые нагрузки заимствованы из данных, полученных в зимние месяцы в часы максимального энергопотребления.

Минимальные нагрузки, соответственно, взяты по итогам летних измерений, проведённых в периоды самого низкого уровня потребления электроэнергии.

Характеристики графиков нагрузок представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Данные контрольных замеров

№	Название ПС	Максимальные нагрузки		Минимальные нагрузки	
		Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5	6
1	НГРЭС 220 кВ	163,50	-48,29	130,80	-38,63
2	Сковородино	122,99	11,97	98,39	9,57
3	Сковородино 110 кВ 2	36,84	6,58	29,47	5,26
4	НГРЭС 110 кВ 2	34,19	4,44	27,35	3,56
5	НГРЭС 110 кВ 1	34,19	4,44	27,35	3,56
6	Чара	27,01	26,24	21,61	20,99
7	Тында	18,80	4,87	15,04	3,90
8	Сковородино 110 кВ 1	17,61	2,39	14,09	1,91
9	ТГ 3	12,59	10,07	10,07	8,06
10	ТГ 1	12,46	9,97	9,97	7,97
11	Тында 110 кВ 2	6,92	0,85	5,54	0,68
12	Тында 110 кВ 1	6,92	0,85	5,54	0,68
13	Хани	3,93	1,37	3,15	1,09
14	Хорогочи	3,59	3,42	2,87	2,74

15	Юктали	3,25	1,37	2,60	1,09
16	Лопча	1,54	0,85	1,23	0,68
17	ТГ 2	0,44	0,35	0,35	0,28
18	ПП Нагорный	0,26	0,34	0,21	0,27
19	Олекма	0,09	0,09	0,07	0,07

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

1.4.3 Моделирование существующего участка электрической сети

Для выполнения расчётов режимов электрической сети используется программный комплекс RastrWin3, предназначенный для моделирования и анализа установившихся режимов электроэнергетических систем.

Исходные данные для моделирования задаются в виде параметров узлов и ветвей.

- На вкладке «Узлы» указываются следующие параметры: номер узла, тип (базисный, нагрузочный, генерирующий), напряжение, мощность нагрузки или генерации, минимально и максимально допустимые значения напряжения.

- На вкладке «Ветви» задаются параметры линий электропередачи и трансформаторов: начальный и конечный узлы, номинальное напряжение,

длина линии (для воздушных ЛЭП), активное и реактивное сопротивление, проводимости, коэффициенты трансформации для трансформаторов, допустимый токовой нагрузочный режим.

Все параметры вводились в ручном формате на основе технических данных объектов энергосистемы, предоставленных эксплуатирующей организацией. Сформированная модель позволила выполнить анализ режимов и оценку пропускной способности исследуемого участка сети.

1.4.4 Анализ режимов существующей сети.

Анализ нормального режима функционирования электрической сети проводился при условии, что все элементы системы находятся в рабочем состоянии и полностью включены в общую схему энергосистемы. В рамках моделирования были рассчитаны такие параметры, как уровни напряжения в узлах, распределение активной и реактивной мощности, токовые нагрузки на линиях передачи и загрузка трансформаторных единиц.

Результаты моделирования позволили оценить текущее состояние электрической сети и определить её пропускную способность при прогнозируемых уровнях электрических нагрузок. Полученные данные представлены в приложении А.

Наибольшую наглядность при анализе несут значения токовых нагрузок на наиболее загруженных участках сети. Таблица 6 содержит результаты расчётов токовой загрузки ключевых линий электропередачи, что позволяет выявить потенциально перегруженные элементы и оценить необходимость их модернизации или перераспределения нагрузок.

Таблица 6 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %	Экономический токовый интервал и вывод
НГРЭС 220 кВ - Тында	158,34	690	22,95	191-280 недогружена
НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	147,71	690	21,41	191-280 недогружена

Продолжение таблицы 6

ПП Нагорный - Тында	123,55	690	17,91	191-280 недогружена
Тында - Лопча	108,42	690	15,71	191-280 недогружена
Тында - Хорогочи	106,71	690	15,47	191-280 недогружена
Хани - Чара	65,60	690	15,37	191-280 недогружена
Хани - Чара	65,86	690	15,35	191-280 недогружена
Хорогочи - Лопча	85,66	690	12,41	191-280 недогружена
Лопча - Хани	60,40	690	11,73	191-280 недогружена
Оп.1 - Хани	63,11	690	11,25	191-280 недогружена
Лопча - Юктали	63,19	690	9,16	191-280 недогружена
Юктали - Оп.1	44,91	690	9,15	191-280 недогружена

Все ВЛ являются недогруженными. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 12.46 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключение ВЛ 220 кВ Тында - Лопча при ремонте ВЛ 220 кВ Лопча - Хани;

При отключении воздушной линии 220 кВ Тында — Лопча в период ремонта данной линии – уровни напряжения остаются в пределах допустимых значений, а токовые нагрузки на оставшиеся в работе линии не превышают длительно допустимых величин. Данные о токовой загрузке линий электропередачи приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Тында - Лопча при ремонте ВЛ 220 кВ Лопча -Хани

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Оп.1 - Хани	249,75	690	37,79
Юктали - Оп.1	229,92	690	36,30
Лопча - Юктали	203,78	690	34,85
Хорогочи - Лопча	187,43	690	30,41
Тында - Хорогочи	183,52	690	29,35
Хани - Чара	111,96	690	20,16
Хани - Чара	112,07	690	20,15
Тында - Сковородино	130,39	690	18,90
НГРЭС 220 кВ - Тында	130,29	690	18,88
Тында - Даурия ВН 1	129,44	690	18,76
НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	121,06	690	17,54
ПП Нагорный - Тында	105,53	690	15,29
Даурия ВН 2 - Сковородино	74,01	690	10,73
Оп.1 - Олекма	0,28	690	0,06

Данные по потерям сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	12.46
Отключение ВЛ 220 кВ Тында - Лопча при ремонте ВЛ 220 кВ Лопча -Хани	16.75

По результатам расчета режима можно сделать вывод что в послеаварийном режиме ВЛ не перегружены поэтому в данном районе возможно подключение новых мощностей к существующим сетям. Схемы послеаварийных режимов сети показаны в приложении А.

1.5 Обоснование целесообразности развития электрических сетей Республики Саха (Якутия)

Современное состояние энергосистемы Республики Саха (Якутия) отмечено высокой степенью износа как основного оборудования электрических подстанций, так и электрических сетей. Неблагоприятные климатические условия региона создают дополнительные сложности при эксплуатации объектов электроэнергетики и требуют увеличения финансовых и трудовых ресурсов на их обслуживание и ремонт.

В связи с этим основные усилия электросетевых организаций направлены не на модернизацию и повышение надёжности инфраструктуры, а на поддержание работоспособности существующих объектов и продление их срока службы.

В условиях сложных климатических особенностей и большой протяженности распределительных сетей особое внимание следует уделить внедрению современных технологий и оборудования, которые способны гарантировать стабильную работу электросистем и минимизировать возможные риски отключений.

Таким образом, разработка новых переключательных пунктов и модернизация существующих объектов электрической инфраструктуры будут способствовать не только повышению надёжности электроснабжения, но и улучшению качества жизни населения северных регионов, что является важным аспектом стратегии развития Республики Саха.

1.6 Выводы

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутия) выявил ряд особенностей, присущих данной системе. С учетом растущих потребностей в надёжном электроснабжении, особенно в свете активного развития горнодобывающей отрасли в данном регионе, проектирование нового переключательного пункта 220 кВ Золотинка становится стратегически важным шагом.

Суровые климатические условия и удаленность рассматриваемого объекта создают дополнительные сложности в эксплуатации и обслуживании электроэнергетической инфраструктуры. В таких условиях целесообразно интегрировать современные инновационные технологии в эксплуатацию переключательного пункта. Применение современных технологий на переключательном пункте 220 кВ позволит не только повысить оперативность управления коммутационными аппаратами, но и обеспечить устойчивость и надежность электроснабжения потребителей.

Внедрение цифровых технологий при проектировании ПП 220 кВ Золотинки будет способствовать успешному решению задач по минимизации рисков, расширению функциональных возможностей оборудования и улучшению качества обслуживания, что в конечном итоге создаст оптимальные условия для стабильного снабжения электроэнергией удаленных потребителей региона.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО НА РУ 220 КВ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ДЛЯ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ

2.1 Выбор инновационных технологий для переключательных пунктов 220 кВ

В процессе проектирования и модернизации современных энергетических объектов особое внимание следует уделять применению инновационных технологий, которые могут значительно повысить эксплуатационные характеристики и экономическую эффективность.

С учетом сложных климатических условий и удаленности рассматриваемого переключательного пункта целесообразно рассмотреть применение надежного оборудования с дистанционным управлением, такого как комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Дистанционное управление возможно реализовать согласно модели цифровой подстанции, что позволит значительно повысить оперативность и надежность управления энергетической инфраструктурой в условиях, когда человеческое присутствие может быть затруднено.

Таким образом, переход к современным технологиям и обновление существующей инфраструктуры представляют собой критически важные шаги для повышения надежности и эффективности электроэнергетической инфраструктуры Республики Саха.

2.2 Выбор технологий для перевода линии в цифровой формат

Переход к цифровым технологиям в управлении линиями электропередач открывает обширные возможности для повышения надёжности и эффективности функционирования электрической сети. Одним из ключевых направлений является внедрение ЛЭП с интегрированной системой мониторинга состояния оборудования. Такое решение позволяет значительно усилить контроль за техническим состоянием линий, обеспечивая своевременное выявление развивающихся дефектов и

потенциальных аварийных ситуаций [33].

Система мониторинга способствует оперативному реагированию на возникающие нештатные ситуации, что позволяет:

- минимизировать масштабы повреждений электрооборудования;
- сократить время на поиск и устранение повреждений;
- повысить точность прогнозирования отказов и планирования ремонтных мероприятий;
- организовать превентивное обслуживание с минимальным риском возникновения аварий.

Кроме того, внедрение цифровых решений даст возможность оптимизировать процесс периодического осмотра ВЛ персоналом энергетических компаний. Это снизит трудозатраты на техническое обслуживание, уменьшит вероятность простоев и поможет минимизировать перебои в электроснабжении потребителей [55].

Реализация цифровой модели воздушной линии предусматривает выполнение ряда ключевых задач:

- обеспечение информационного обмена между элементами подстанций и ЛЭП на основе протоколов IEC 61850, что создаёт единую цифровую платформу управления;
- разработка цифрового двойника воздушной линии, оснащённого средствами постоянного контроля технического состояния и уровня безопасности;
- внедрение технологии предиктивной диагностики, позволяющей выявлять развивающиеся отклонения в работе оборудования;
- организация централизованного хранилища данных, объединяющего информацию о параметрах линии, показаниях датчиков и результатах аналитической обработки;
- обеспечение наглядного представления информации для оперативного персонала, включая данные о местах повреждений, внешних воздействиях и возможных дефектах, с возможностью автоматического

уведомления о критических изменениях.

Применение указанных мер способствует увеличению степени наблюдаемости, устойчивости и безопасности эксплуатации воздушных линий электропередачи [2]. Дальнейшая интеграция ЛЭП в цифровую инфраструктуру энергосистемы открывает возможность динамического управления потоками мощности. Например, при снижении нагрузки можно перевести часть оборудования в режим ожидания, отключив одну цепь двухцепной линии или один трансформатор. При увеличении нагрузки активируется резервная цепь и дополнительное оборудование. Это позволяет поддерживать экономически эффективный режим работы сети за счёт снижения потерь при передаче электроэнергии.

2.3 Выбор и анализ применения КРУЭ с дистанционным управлением

КРУЭ представляет собой высоковольтное устройство, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в системах трёхфазного переменного тока. Использование КРУЭ позволяет значительно сократить занимаемую площадь и объемы, которые традиционные распределительные устройства требуют для установки, а также упрощает процесс расширения инфраструктуры по сравнению с классическими решениями.

Важно отметить, что реализация дистанционного управления будет осуществляться в соответствии с международным стандартом МЭК 61850 [37]. Этот стандарт регулирует взаимодействие функций и устройств, используемых для защиты, мониторинга и автоматизации на подстанциях, вне зависимости от производителей. Это обеспечивает высокую степень интеграции и совместимости оборудования, гарантируя надежность инвестиций в новейшие технологии КРУЭ и длительный жизненный цикл оборудования.

При рассмотрении возможных вариантов среди отечественных вариантов КРУЭ 220 кВ с возможностью дистанционного управления было

выявлено несколько вариантов:

- КРУЭ 220 кВ ЯГГ-220 от АО ВО «Электроаппарат» [51];
- КРУЭ 220 кВ от российского поставщика ООО «ПитерЭнергоМаш» с китайским концерном Sieyuan Electric Co LTD;
- КРУЭ 220 кВ от российского поставщика АО «НЭМЗ» с южнокорейским поставщиком LS Industrial Systems.

В Для ПП 220 кВ Золотинка будет рассмотрена возможность установки комплектного распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ), производимого отечественной компанией АО ВЛ «Электроаппарат», т.к. у данной компании продукция соответствует стандартом МЭК 61850, обладает собственным производством на территории РФ и имеет 40-летний опыт изготовления и эксплуатации КРУЭ [43]. Данное оборудование соответствует принципам импортозамещения и обеспечивает высокую степень надежности, что особенно актуально в условиях современного рынка.

Также необходимо уточнить, что при проектировании, строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики классом напряжения 220 кВ и выше, установленная мощность которых равна или превышает 25 МВт, функционирующих в составе Единой энергетической системы России осуществляется переход к дистанционному управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием таких объектов из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [9].

Таким образом, установка КРУЭ с дистанционным управлением от АО ВЛ «Электроаппарат» не только повышает эффективность и надежность работы переключательного пункта 220 кВ, но и удовлетворяет современным тенденциям при строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики, поддерживает актуальные тенденции импортозамещения и внедрения современных стандартов в области энергетических технологий.

2.4 Рассмотрение возможности создания цифрового переключательного пункта (ЦПП) на основе модели цифровой подстанции (ЦПС)

Для обеспечения устойчивого и надёжного функционирования современных подстанций всё чаще используется международный стандарт IEC 61850, который лег в основу построения систем управления и защиты в условиях цифровизации электроэнергетики. Применение этого стандарта позволяет создать единое информационное пространство на подстанции, вне зависимости от производителя оборудования. Это способствует высокой степени интеграции устройств и гарантирует долгосрочную эффективность эксплуатации оборудования КРУЭ [39].

В рамках данного стандарта используются следующие протоколы передачи данных:

- **Sampled Values (SV)** — применяется для передачи аналоговых сигналов мгновенных значений тока и напряжения от электронных измерительных трансформаторов и преобразователей. Определяется главой IEC 61850-9-2.

- **GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)** — протокол, обеспечивающий быструю передачу дискретных сигналов между устройствами РЗА, контроллерами присоединений и преобразователями дискретных сигналов. Используется также для обмена событиями в реальном времени. Спецификация определена в главе IEC 61850-8-1.

- **MMS (Manufacturing Message Specification)** — протокол, предназначенный для передачи данных телеизмерений, телесигналов и команд телеуправления между оборудованием подстанции и центральной системой АСУ ТП. Реализация выполняется согласно положениям главы IEC 61850-8-1.

В дальнейших разделах диссертации будет рассмотрена целесообразность использования концепции цифрового двойника при моделировании цифрового переключательного пункта [27].

В зависимости от масштаба внедрения цифровых технологий выделяют три основные архитектуры построения подстанции, соответствующие разным уровням развития цифровизации вторичных цепей [3–4]. Ниже приведены особенности каждой из них:

Архитектура I

Данная архитектура предполагает использование исключительно протокола MMS для взаимодействия устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и контроллеров присоединений (КП) с системой АСУ ТП. Протоколы GOOSE и Sampled Values (SV) в этой схеме не применяются.

Особенности архитектуры I:

- Отсутствие шкафов процессного уровня дискретных сигналов (ШПДС) и аналоговых сигналов (ШПАС).
- Сохраняются традиционные подходы к проектированию вторичных цепей.
- Требования к представлению сигналов в системе АСУ ТП должны соответствовать корпоративному профилю стандарта IEC 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».

Архитектура II

В данной архитектуре помимо протокола MMS дополнительно используется GOOSE для организации быстрого обмена данными между устройствами уровня присоединения (например, РЗА и КП), а также между защитными устройствами и ШПДС.

Особенности архитектуры II:

- Внедрение шкафов ШПДС.
- Устройства обмениваются данными через локальную вычислительную сеть (ЛВС) подстанции.
- Необходимо соблюдение требований к параметрам GOOSE-сообщений согласно корпоративному профилю IEC 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».
- Отсутствует применение протокола Sampled Values.

Архитектура III

Наиболее продвинутый уровень цифровизации. В данной архитектуре задействованы все три протокола: MMS , GOOSE и Sampled Values . Передача информации о токах и напряжениях осуществляется от цифровых трансформаторов тока (ЦТТ) и напряжения (ЦТН), а также от ШПАС на переходном этапе модернизации.

Особенности архитектуры III:

- Полная замена аналоговых трансформаторов на цифровые (ЦТТ/ЦТН).
- Дополнительные требования к сетевой инфраструктуре и параметрам передачи данных по протоколу SV.

- Изменение методики выбора номинальных параметров ЦТТ по сравнению с традиционными трансформаторами.

- Для ячеек вводных присоединений 6–35 кВ могут использоваться преобразователи аналоговых сигналов (ПАС), установленные в релейном отсеке. При невозможности корректной работы РЗА через ПАС применяются цифровые трансформаторы.

Все особенности реализации Архитектур I, II и III в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 приведены в таблице 9.

Таблица 9. Особенности реализации Архитектур I, II и III

Характеристика	Архитектура I,	Архитектура II	Архитектура III
Используемые протоколы	MMS	MMS, GOOSE	MMS, GOOSE, Sampled Values (SV)
Уровень цифровизации	Низкий (аналоговые сигналы сохраняются)	Средний (частичная замена аналоговых сигналов на цифровые)	Высокий (полная цифровизация сигналов)
Оборудование процессного уровня,	Отсутствуют шкафы ШПДС и ШПАС	Присутствует ШПДС	Присутствуют ШПДС и ШПАС или используются ЦТТ/ЦТН
Передача аналоговых сигналов	Через кабельные цепи	Через кабельные цепи или ШПАС (на переходном этапе)	Через протокол SV от ЦТТ/ЦТН

Передача дискретных сигналов	Через кабельные цепи	Через GOOSE между РЗА, КП и ШПДС	Через GOOSE между всеми устройствами
Взаимодействие с АСУ ТП,	По протоколу MMS	По протоколу MMS	По протоколу MMS
Использование цифровых трансформаторов	Не применяются	Может применяться ШПАС	Обязательное применение ЦТТ/ЦТН
Особенности проектирования	Сохраняются традиционные подходы к вторичным цепям	Учитывается необходимость организации ЛВС и параметризация GOOSE-сообщений	Дополнительно учитываются требования к передаче данных по SV и корректной работе РЗА с ЦТТ
Требования к сетевой инфраструктуре	Минимальные	Средние (необходима ЛВС подстанции),	Высокие (требуется надежная ЛВС с низким временем задержки)
Соответствие корпоративному профилю МЭК 61850	Да, при формировании таблиц сигналов	Да, включая параметры GOOSE-сообщений	Да, включая параметры GOOSE и SV

В последующих главах будет рассмотрена предпочтительная архитектура для проектирования ПП 220 кВ Золотинка.

Возможные временные задержки сигнала [33] при реализации РЗ для ЦПС представлены на рисунке 4.

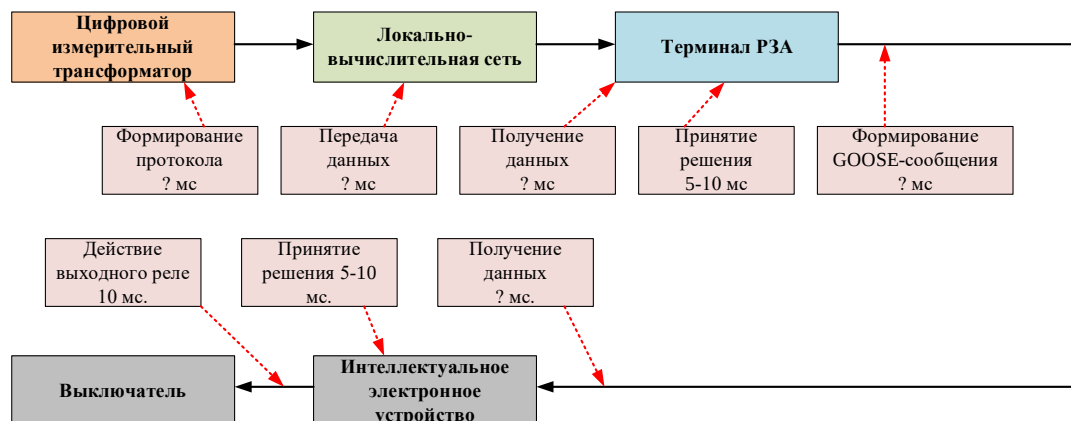


Рисунок 4 – Схема передачи сигналов на ЦПП

Перенос части функций РЗА (например, защит относительной

селективности и одностороннего ОМП) непосредственно в блок ЦТТН позволяет сократить связь «ИЭУ – выключатель» и возможные перегрузки шины процесса потоками данных от различных присоединений (рисунок 4) [57].

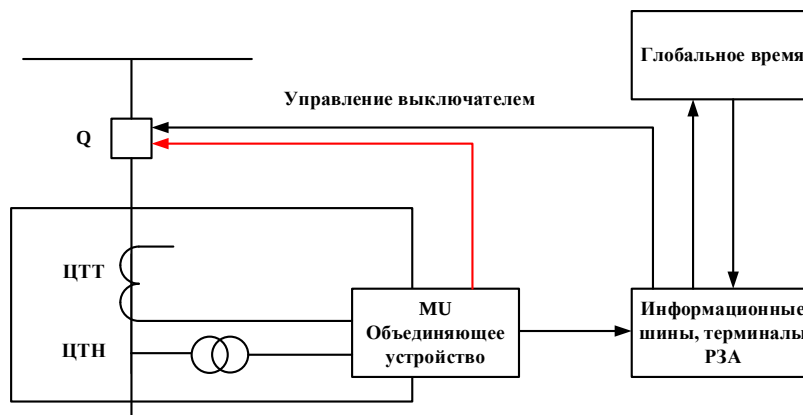


Рисунок 5 – Обмен данными в рамках ЦПП при наличии функций РЗА в составе ЦТТН

При этом общая структурная схема ЦПП может быть представлена согласно рисунку 5 [7].

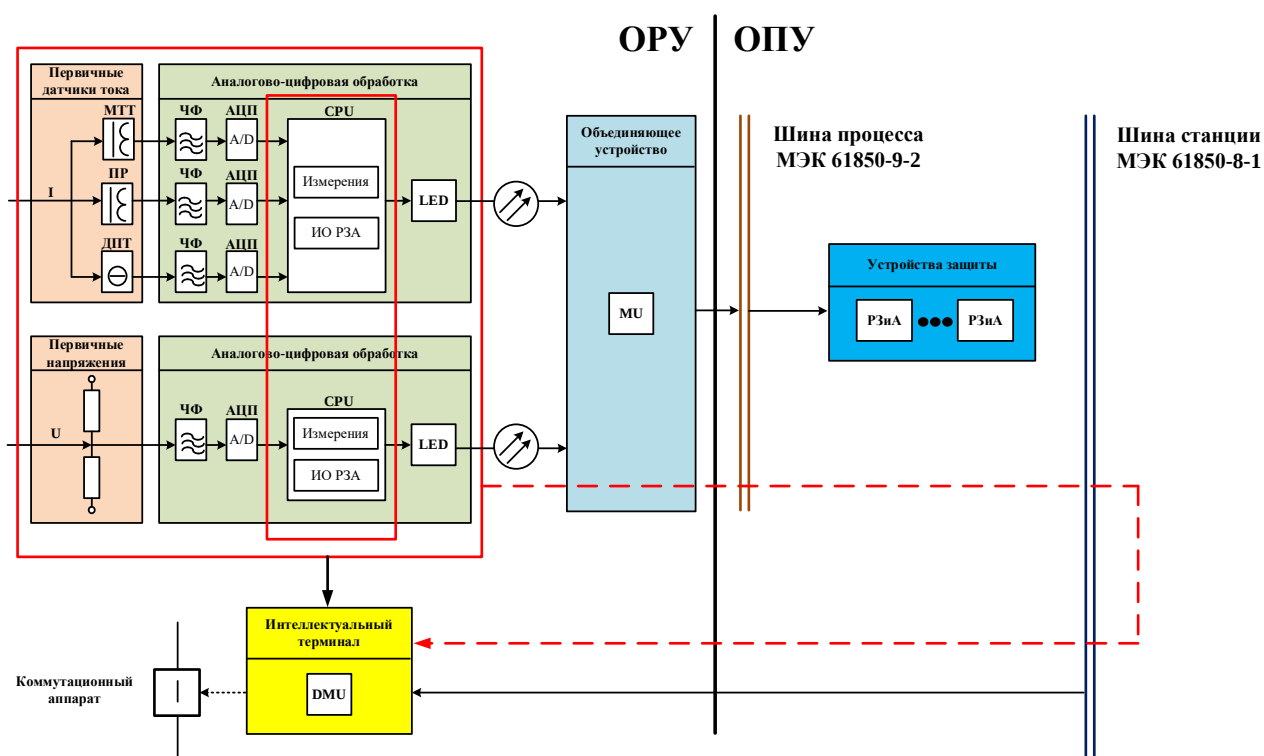


Рисунок 6 – Структурная схема ЦПП

2.4 Выводы

В рамках данного раздела магистерской диссертации был выполнен выбор и технико-экономическое обоснование применения инновационного оборудования для модернизации электрической сети 220 кВ в Нерюнгринском районе Республики Саха (Якутия). Особое внимание уделено внедрению цифровых технологий, повышающих надежность, эффективность и управляемость энергосистемы.

1) Перевод ВЛ 220 кВ в цифровой формат

Анализ возможностей перевода ЛЭП в цифровой формат показал, что внедрение систем мониторинга состояния линий позволяет оперативно выявлять дефекты, предотвращать аварии и снижать эксплуатационные затраты. Реализация цифровых технологий обеспечивает интеграцию ВЛ в единую информационную сеть управления, а также организацию предиктивной диагностики, что значительно повышает наблюдаемость и управляемость сетью. Кроме того, цифровизация открывает возможности для регулирования потоков мощности и снижения потерь при передаче электроэнергии.

2) Применение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ)

В результате анализа отечественных вариантов КРУЭ 220 кВ было выбрано оборудование компании АО ВЛ «Электроаппарат», соответствующее международному стандарту МЭК 61850 и политике импортозамещения. Установка КРУЭ позволит сократить занимаемую площадь, упростить дальнейшее расширение объекта и реализовать дистанционное управление, что особенно важно для удалённых пунктов. Это оборудование полностью соответствует современным требованиям к надёжности и совместимости, а также поддерживает тенденции цифровой трансформации энергетики.

3) Создание цифрового переключательного пункта (ЦПП)

На основе анализа трёх архитектур цифровых подстанций была определена целесообразность применения Архитектуры II,

предусматривающей использование протоколов MMS, GOOSE и Sampled Values. Такая реализация обеспечивает высокую точность измерений за счет использования цифровых трансформаторов тока и напряжения, а также возможность передачи данных в режиме реального времени. Это создаёт основу для более точного управления режимами работы сети, повышения её надёжности и гибкости, а также минимизации погрешностей учета электроэнергии [56].

Таким образом, выбор каждого элемента инновационного оборудования осуществлен на основе анализа технических параметров, экономической эффективности и соответствия требованиям цифровизации. Данные результаты стали основой для формирования проектных предложений по модернизации и развитию электрической сети, которые подробно рассматриваются в последующих главах диссертационной работы.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220 КВ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНОГО ПУНКТА ЗОЛОТИНКА

В рамках настоящего раздела рассматриваются возможные направления модернизации электрической сети с учётом подключения переключательного пункта 220 кВ «Золотинка» и подстанции 220 кВ «Таборный», функционирующей в качестве потребителя электрической энергии. Для выявленных рациональных вариантов развития электрической сети в последующих расчётах будет выполнен технико-экономический анализ с целью обоснования выбора оптимальной схемы электроснабжения.

3.1 Принцип проектирования вариантов развития электрической сети

При разработке проектных решений по развитию электрических сетей приоритетными критериями оценки являются надёжность функционирования энергосистемы в целом и экономическая эффективность реализуемых мероприятий.

Исходными данными для формирования вариантов развития электрической сети служат топографические карты расположения действующих и проектируемых энергообъектов. Указанные материалы содержат информацию о географическом положении источников электрической энергии, точек её потребления, а также распределительных подстанций, обеспечивающих передачу и распределение электроэнергии. Дополнительно учитываются параметры нагрузок, выраженные значениями активной и реактивной мощности.

Разрабатываемые схемы электрической сети должны отвечать следующим основным требованиям: экономической обоснованности, обеспечению высокой степени надёжности электроснабжения потребителей, эксплуатационной безопасности и гибкости электрической сети. Все предлагаемые варианты выполняются в соответствии с действующими

нормативными документами и типовыми проектными решениями по принципиальным электрическим схемам распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ [21].

3.2 Определение уровня перспективных электрических нагрузок

Для переключательного пункта 220 кВ Золотинка оценка вероятностно-статистических параметров будет проводиться применительно к режиму, характеризующемуся наибольшим перетоком мощности через указанный энергообъект. Для корректного моделирования данного режима требуется предварительное определение нагрузочных характеристик остальных энергетических объектов, входящих в состав рассматриваемого района электрической сети.

Для построения модели участка электрической сети напряжением 220 кВ в программно-вычислительном комплексе RastrWin3 и последующего выполнения расчётных операций необходимо определить параметры подстанций, расположенных на исследуемой территории. Для достижения данной цели предполагается выполнить расчёт вероятностно-статистических характеристик нагрузок [9], что особенно важно при анализе функционирования оборудования как в условиях минимального, так и максимального уровня потребления.

В рамках настоящей магистерской диссертации будут вычислены основные показатели вероятностно-статистического анализа: значения максимальной и минимальной мощностей, среднеквадратическое отклонение активной мощности, а также эффективная мощность.

Согласно данным проектной документации, основным потребителем электроэнергии, присоединённым к ПП 220 кВ «Золотинка», является подстанция 220 кВ «Таборный», с установленной максимальной потребляемой мощностью 20 МВт. Для формирования суточного графика нагрузки указанного потребителя за основу принят усреднённый график электрических нагрузок предприятий, специализирующихся на добыче цветных металлов [44].

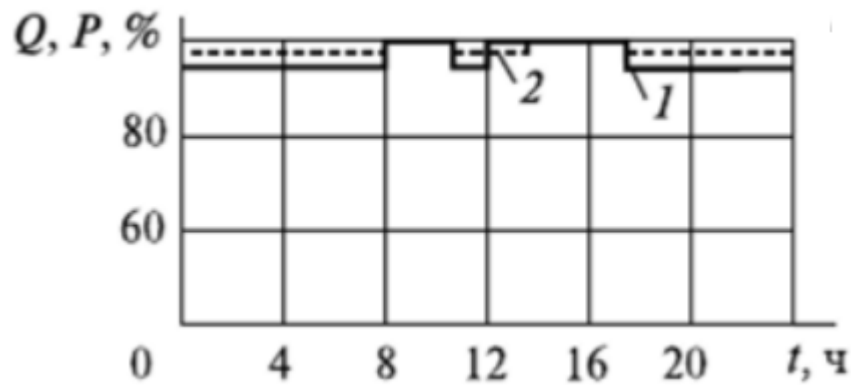


Рисунок 7 – График электрических нагрузок для предприятий по добыче цветных металлов.

Остальные подстанции, входящие в состав анализируемой системы, являются действующими. Для расчёта их нагрузочных параметров будут использованы данные контрольных измерений, полученные в ходе производственной практики [14].

В рамках исследования рассчитываются следующие вероятностно-статистические характеристики:

- Средние значения активной и реактивной мощности, необходимые для обоснованного выбора номинальной мощности трансформаторного оборудования потребителя на подстанции 220 кВ «Таборный»;
- Эффективная активная и реактивная мощности, используемые при оценке величины потерь электроэнергии в сетях;
- Максимальные значения активной и реактивной мощности, необходимые для задания тяжёлых (пиков) режимов работы электрической системы.

Средняя активная мощность определяется согласно формуле 1:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j \cdot t_j \quad (1)$$

где T_H - период наблюдения за электрической нагрузкой (сутки);

P_i - i -тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_j .

Эффективная активная мощность определяется как:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{j=1}^m P_j^2 \cdot t_j} \quad (2)$$

Согласно [3], ввод в эксплуатацию ПП 220 кВ Золотинка и ПС 220 кВ Таборный запланирован на 2027 год. Для дальнейших расчетов нагрузок на проектируемых и существующих подстанций воспользуемся формулой сложных процентов для определения нагрузок к 2027 году:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}} \quad (3)$$

$P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность нагрузки;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,05 [51];

$t_{прог}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$ – год, в который снимался первый из анализируемых графиков.

Расчет нагрузок представлен в приложении Г.

Аналогично определяем вероятностно статические характеристики для всех подстанций. Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 –Прогнозируемые нагрузки на момент ввода ПС 220 кВ Таборный (в 2027 году)

Подстанция	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
Таборный	20	9,076	9,093	7,715	8	3,031	3,036	2,576

Для остальных подстанций определим исключительно максимальную и минимальную мощность:

Таблица 11 – Прогнозируемая мощность ПС ЮЯЭР на 2030 год

№	Название ПС/ПП	Уном / цепь	Текущие нагрузки		Спрогнозированные на 2030 г.		Спрогнозированные на 2030 г.	
			Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Pmax, МВт	Pmax, МВт	Pmin, МВт	Pmin, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	НГРЭС	220 кВ	163,50	48,29	191,30	56,50	130,80	-38,63
2.	Сковородино	220 кВ	122,99	11,97	143,90	14,00	98,39	9,57
3.	Сковородино	110 кВ 2 цепь	36,84	6,58	43,10	7,70	29,47	5,26
4.	НГРЭС	110 кВ 2 цепь	34,19	4,44	40,00	5,20	27,35	3,56
5.	НГРЭС	110 кВ 1 цепь	34,19	4,44	40,00	5,20	27,35	3,56
6.	Чара	220 кВ	27,01	26,24	31,60	30,70	21,61	20,99
7.	Тында	220 кВ	18,80	4,87	22,00	5,70	15,04	3,90
8.	Сковородино	110 кВ 1 цепь	17,61	2,39	20,60	2,80	14,09	1,91
9.	ТГ 3	16 кВ	12,59	10,07	14,73	11,78	10,07	8,06
10.	ТГ 1	16 кВ	12,46	9,97	14,57	11,66	9,97	7,97
11.	Тында	110 кВ 2 цепь	6,92	0,85	8,10	1,00	5,54	0,68
12.	Тында	110 кВ 1 цепь	6,92	0,85	8,10	1,00	5,54	0,68
13.	Хани	220 кВ	3,93	1,37	4,60	1,60	3,15	1,09
14.	Хорогочи	220 кВ	3,59	3,42	4,20	4,00	2,87	2,74
15.	Юктали	220 кВ	3,25	1,37	3,80	1,60	2,60	1,09
16.	Лопча	220 кВ	1,54	0,85	1,80	1,00	1,23	0,68
17.	ТГ 2	16 кВ	0,44	0,35	0,51	0,41	0,35	0,28
18.	ПП Нагорный	220 кВ	0,26	0,34	0,30	0,40	0,21	0,27
19.	Олекма	220 кВ	0,09	0,09	0,10	0,10	0,07	0,07
20.	Таборный	220 кВ	–	–	24,04	9,616	7,715	

Поскольку на территории подстанции 220 кВ Таборный предполагается размещение передвижных генераторов и двигателей, а также электроустановок, обеспечивающих энергоснабжение объектов по добыче золота, в рамках данной магистерской диссертации принято решение отнести

электроприёмники указанного объекта ко второй категории надёжности электроснабжения, согласно действующим нормативным классификациям. Соответственно, аналогичная категория надёжности рассматривается и для переключательного пункта 220 кВ Золотинка.

Для последующего анализа и оценки режимов работы переключательного пункта 220 кВ Золотинка все заранее определённые параметры и значения электрических нагрузок действующих подстанций были занесены в программно-вычислительный комплекс RastrWin3. В результате моделирования с учётом наиболее тяжёлых послеаварийных режимов были сформированы возможные варианты перетоков мощности через указанный пункт.

Выполненные расчёты позволили получить вероятностно-статистические характеристики мощности, отражающие реальные условия эксплуатации ПП 220 кВ «Золотинка». Полученные данные служат основой для дальнейшего анализа устойчивости и надёжности функционирования электрической сети данного района, а также для обоснованного выбора конструктивного исполнения оборудования и типовых схем распределительных устройств для проектируемого переключательного пункта.

Таблица 12 –Прогнозируемые нагрузки на ПП 220 кВ Золотинка к 2030 году

Подстанция	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
Золотинка	74,7	69,2	69,81	59,262	65,1	60,67	60,74	51,57

На основании этих данных в дальнейшем будут проектироваться возможные варианты развития электрической сети 220 кВ.

3.3 Компенсация реактивной мощности

На этапе проектирования электрической сети выполняется анализ всех возможных режимов её функционирования с целью определения требуемой

мощности устройств компенсации реактивной мощности (КРМ), необходимой для поддержания напряжения в допустимых пределах при каждом из рассматриваемых режимов.

Поскольку выбор компенсирующих устройств основывается на обеспечении допустимых уровней напряжения на шинах проектируемых подстанций, целесообразно выделить наиболее тяжёлые послеаварийные режимы — такие как отключение линий электропередачи. Это способствует минимизации объёма вычислений без снижения точности проводимого анализа.

Для нормальных условий работы сети и наиболее тяжёлых послеаварийных режимов требуемая мощность компенсирующих устройств (КУ) определяется методом последовательного подбора, направленного на приведение режима в область допустимых параметров устойчивой работы электрической системы.

В ходе выполнения расчётов рекомендуется придерживаться следующей последовательности: сначала использовать устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), затем задействовать диапазоны регулирования генераторов электростанций, и лишь при невозможности достижения требуемых значений напряжения — корректировать уровень генерации или потребления реактивной мощности непосредственно на стороне подстанций.

С учётом того, что проектируемая сеть имеет магистральную структуру с единым источником питания, установка компенсирующих устройств должна начинаться с наиболее удалённой подстанции. Такой подход обеспечивает эффективное регулирование напряжения по всей протяжённости сети.

Ниже приведены таблицы с результатами расчётов режимов работы сети 220 кВ, выполненных на основе модели, разработанной в программно-вычислительном комплексе RastrWin3 [1]. Подробное описание расчётной методики и дополнительные данные представлены в Приложении Г.

На основании полученных значений мощности компенсирующих

устройств осуществляется выбор типовых конструктивных решений оборудования [10], способного обеспечить требуемые параметры генерации и потребления реактивной мощности.

Таблица 13 – Таблица для анализа мощности КУ на ПП 220 кВ Золотинка

Наименование режима	Альтернативные варианты установки КУ		
	Мощность КУ при установке на ВЛ 220 кВ Хани - Золотинка	Мощность КУ при установке на ВЛ 220 кВ Чара - Золотинка	Мощность КУ при установке на С 220 кВ Золотинка
1	2	3	4
Нормальный режим максимальных нагрузок	-29,8	-29,8	-29,8
Послеаварийный режим максимальных нагрузок, отключение 1 ЛЭП (ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка)	-7,8	-7,8	-7,8
Послеаварийный режим максимальных нагрузок, отключение 1 ЛЭП (ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный)	-20	-20	-20
Нормальный режим минимальных нагрузок	-21,9	-21,9	-21,9
Послеаварийный режим минимальных нагрузок, отключение 1 ЛЭП (ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка)	-3,3	-3,3	-3,3
Послеаварийный режим минимальных нагрузок, отключение 1 ЛЭП (ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный)	-11,4	-11,4	-11,4

Для переключательного пункта 220 кВ Золотинка целесообразно остановить свой выбор на устройствах типа 3хРОМБС-11000/220 УХЛ1.

3.4 Предоставление и сравнение вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутия) при подключении ПП 220 кВ Золотинка

В современных условиях эксплуатации электрических сетей, особенно в отдалённых регионах с суровыми климатическими условиями, такими как Республика Саха (Якутия), актуальным направлением является разработка рациональных схем электрических соединений, направленных на повышение надёжности и эффективности функционирования энергосистемы. Внедрение переключательного пункта 220 кВ Золотинка предоставляет дополнительные возможности для интеграции действующих сетевых объектов и улучшения качества электроснабжения как населённых пунктов, так и промышленных потребителей на данной территории.

Особое значение имеет не только учёт текущих нагрузок, но и прогнозирование перспективных объёмов потребления электроэнергии, что требует всестороннего анализа и детальной проработки возможных сценариев развития электрической сети.

3.4.1 Разработка вариантов по конфигурации сети

Первым вариантом является реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 со строительством заходов на ПП 220 кВ Золотинка, ориентировочной протяженностью 1 км в двухцепном исполнении, с образованием ВЛ 220 кВ Хани - Золотинка и ВЛ 220 кВ Чара - Золотинка, строительство ПП 220 кВ Золотинка. Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный.

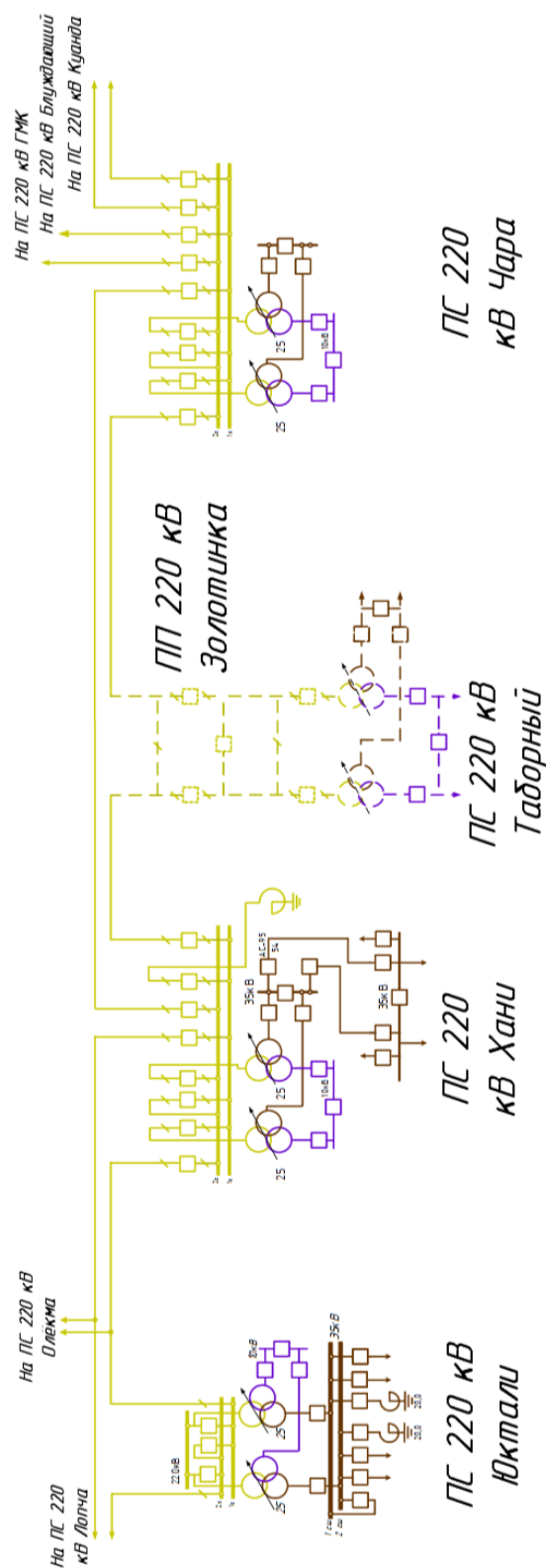


Рисунок 8 – Однолинейная схема развития электрической сети варианта №1 при реконструкции ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1

Вторым вариантом является реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 со строительством заходов на ПП 220 кВ Золотинка, ориентировочной протяженностью 1,1 км в двухцепном исполнении, с образованием ВЛ 220 кВ Хани - Золотинка и ВЛ 220 кВ Чара - Золотинка, строительство ПП 220 кВ Золотинка. Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный.

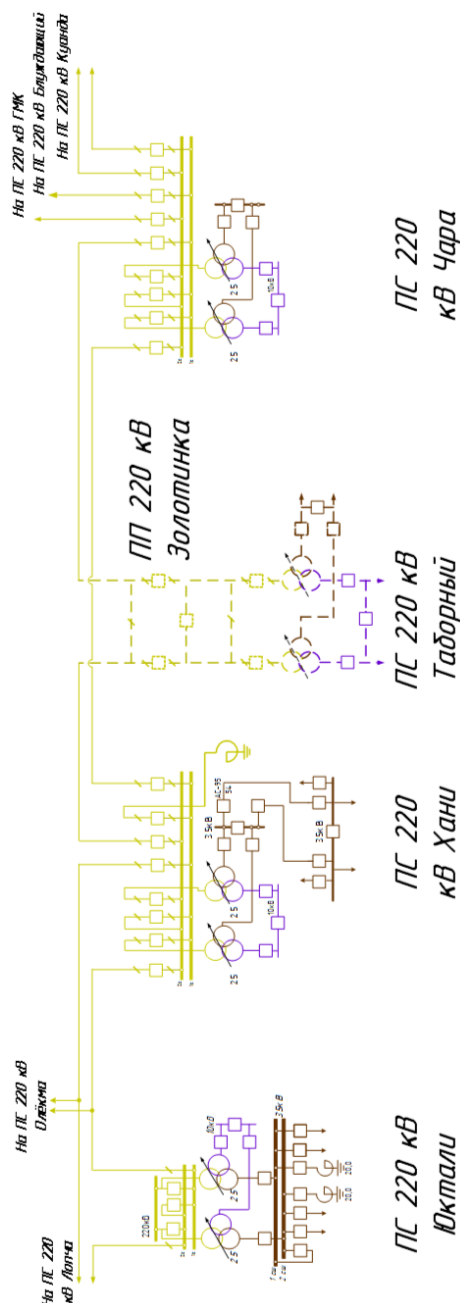


Рисунок 9 – Однолинейная схема развития электрической сети варианта №2 при реконструкции ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2

3.4.2 Разработка вариантов по схеме РУ 220 кВ.

Определяющим при проектировании электрической части подстанции является выбор главной схемы электрических соединений, поскольку от неё зависит состав оборудования, надёжность работы энергообъекта, удобство эксплуатации и дальнейшее развитие.

При выборе схемы РУ 220 кВ переключательного пункта Золотинка учитывались такие факторы, как:

- Назначение подстанции;
- Количество и мощность присоединяемых элементов;
- Уровень напряжения;
- Число линейных и трансформаторных цепей;
- Требования к надёжности и бесперебойности электроснабжения.

Были рассмотрены три возможных варианта главной схемы:

- Схема 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий»;
- Схема 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»;
- Схема 7 «Четырёхугольник».

Рассмотрим каждую из них подробнее.

1) Схема 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий

Первым вариантом исполнения РУ 220 кВ выбрана схема 5Н — мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (рисунок 10). Эта схема применяется на подстанциях, где основная нагрузка связана с передачей электроэнергии по воздушным линиям, а количество присоединений ограничено двумя линиями и двумя трансформаторами.

Применение ремонтной перемычки позволяет обеспечить непрерывную передачу электроэнергии при выводе одного из выключателей в ремонт. Преимущество данной схемы заключается в её простоте, экономичности и минимальном количестве коммутационной аппаратуры. Однако она имеет ограниченные возможности по развитию и менее надёжна при частых операциях с трансформаторами.

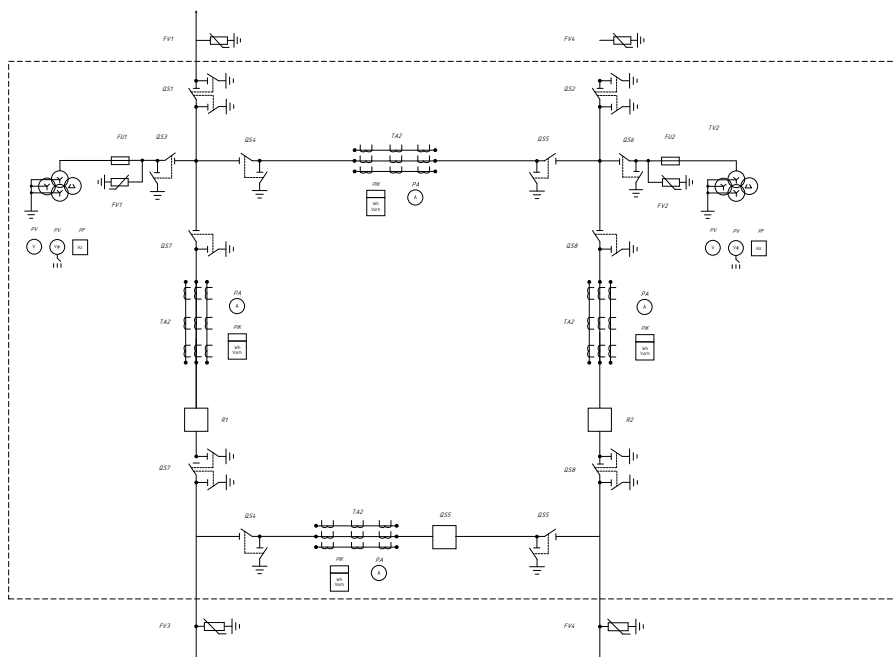


Рисунок 10– ПП 220 кВ Золотинка по схеме 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий»

2) Схема 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов

Вторым вариантом исполнения РУ 220 кВ принята схема 5АН — мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 11). Такая схема целесообразна в случае, когда требуется более частое отключение или ревизия силовых трансформаторов.

Как и предыдущая, она характеризуется относительно невысокими капитальными затратами и простотой управления. Однако в отличие от схемы 5Н, здесь обеспечен более высокий уровень надежности при обслуживании трансформаторов. Наличие ремонтной перемычки позволяет сохранять транзитную передачу мощности даже при выводе одного из трансформаторных выключателей.

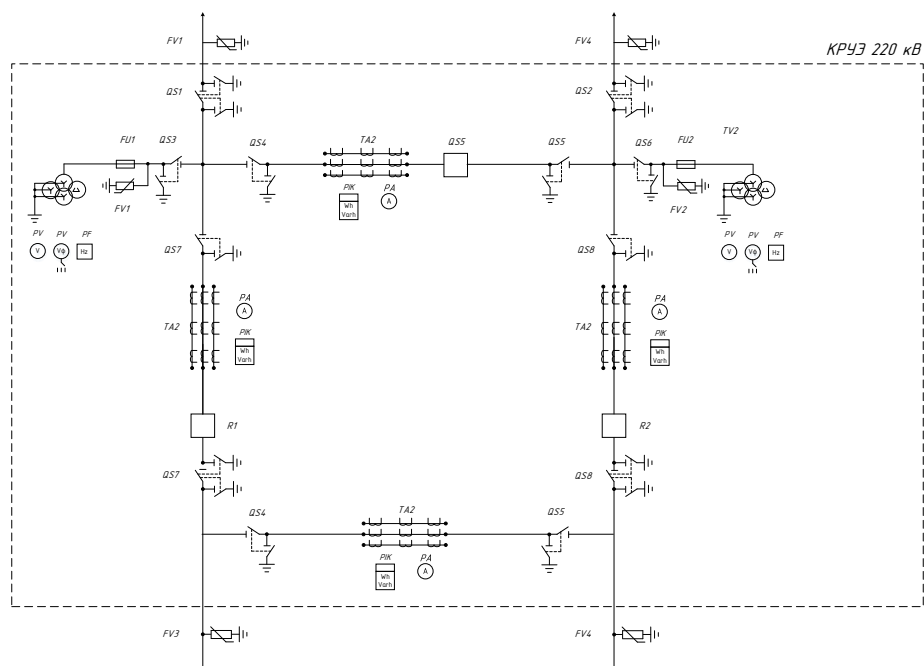


Рисунок 11– ПП 220 кВ Золотинка по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов»

3) Схема 7 – Четырехугольник

Третьим вариантом исполнения РУ 220 кВ является схема 7 — четырехугольник (рисунок 12). Она представляет собой замкнутую ячейковую систему, в которой каждый присоединённый элемент (обычно два источника и две нагрузки) связан между собой двумя выключателями.

Данный тип схемы обладает высокой степенью надёжности и гибкости, так как позволяет производить ремонт любого выключателя без нарушения схемы питания остальных элементов. Это делает её особенно актуальной для объектов с высокими требованиями к бесперебойности электроснабжения. К недостаткам можно отнести увеличенное количество коммутационной аппаратуры и сложность выполнения защит и автоматики. Однако в условиях удалённого расположения ПП и необходимости минимизации аварийных простоев схема четырехугольника может быть наиболее оптимальным решением.

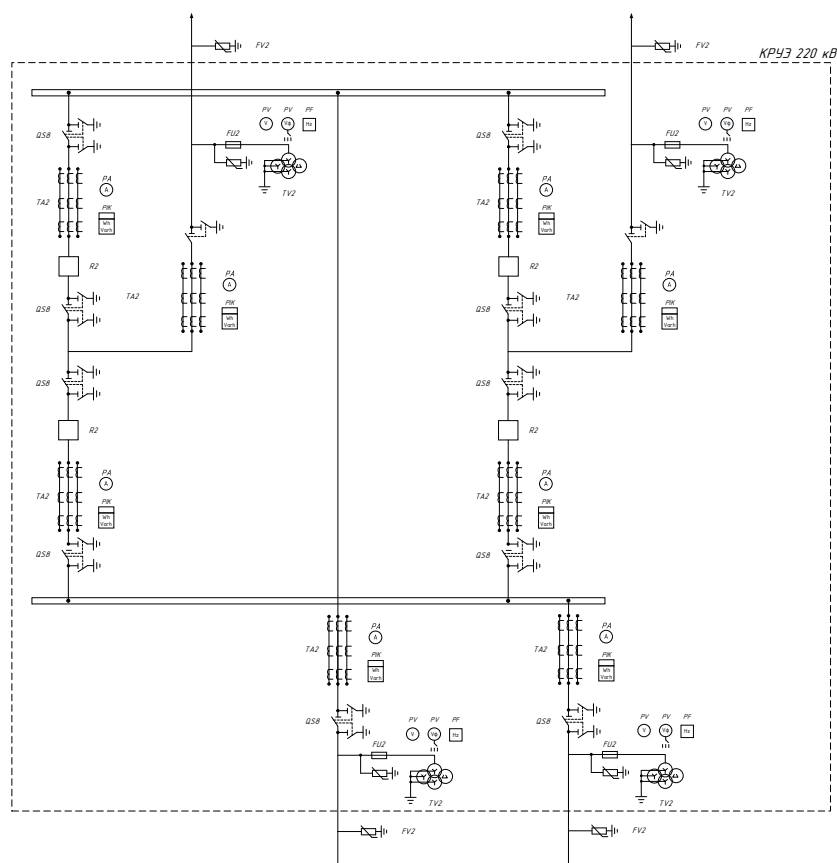


Рисунок 12 – ПП 220 кВ Золотинка по схеме 7 «Четырехугольник»

3.5 Выбор конкурентоспособных вариантов развития электрических сетей 220 кВ Республики Саха (Якутии)

При разработке вариантов развития электрической сети особое внимание уделяется такому техническому параметру, как надёжность. Под данным термином понимается способность системы функционировать без отказов, сохранять работоспособность в течение заданного времени и восстанавливаться после возникновения повреждений. Надёжность включает в себя такие характеристики, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность и восстанавливаемость.

Общий уровень надёжности энергосистемы напрямую зависит от уровня надёжности, однако не менее важным фактором является и конфигурация самой сети, поскольку именно она определяет степень устойчивости электроснабжения потребителей и потенциальные экономические потери, связанные с недоотпуском электроэнергии.

Различные проектные решения по развитию электрической сети могут значительно отличаться по уровню обеспечения надёжности, что в свою очередь оказывает влияние на выбор наиболее целесообразного и экономически обоснованного варианта реализации.

Сравнительный анализ предложенных схем по критерию надёжности обычно проводится на основе следующих основных показателей:

- Вероятность отказа системы на отдельном участке. Данный параметр не позволяет в полной мере оценить общее состояние предлагаемого решения, поскольку не отражает комплексную картину надёжности всей схемы.
- Экономический ущерб, обусловленный недоотпуском электроэнергии, выраженный в денежных единицах. Этот показатель даёт более точное представление о преимуществах и недостатках каждого варианта, поскольку снижение уровня надёжности приводит к увеличению эксплуатационных убытков сетевой организации.

В рамках настоящего исследования расчёт надёжности электрической сети будет выполнен с использованием аналитического метода. Методика заключается в определении количественных вероятностных характеристик надёжности для каждого из рассматриваемых вариантов развития сети с последующим их сравнением между собой.

Исходные данные по показателям надёжности элементов схемы замещения взяты из справочной литературы [43] и представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Показатели надёжности элементов схемы замещения варианта 3

Элемент схемы	λ	t_B , ч
Элегазовые силовые выключатели 220 кВ, 1/год	0,055	50
Одноцепные ЛЭП ВЛ 220 кВ, 1/км·год	0,005	11
Шины 220 кВ, 1/год	0,013	5

На основе справочных показателей надежности элементов рассчитывается вероятность их отказа:

$$q_{\text{вл}} = \frac{\lambda_0 \cdot t_{\text{в}}}{8760} \cdot l \quad (4)$$

Где λ - средняя частота устойчивых отказов, 1/км в год;

$t_{\text{в}}$ - среднее время восстановления, ч;

l - длина ЛЭП, км.

Для примера рассчитаем вероятность отказа ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали:

$$q_{\text{вл}} = \frac{0,005 \cdot 11}{8760} \cdot 141,1 = 0,886 \cdot 10^{-3}$$

Вероятность отказа силового выключателя 220 кВ рассчитывается по формуле:

$$q_B = \lambda \cdot t_B + \alpha_{B.оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} + a_{B.авт} \sum_i^n (1 + aKa_i) \cdot \lambda_i t_{Bi} \quad (5)$$

Где t_B – среднее время восстановления выключателя, ч;

t_{Bi} – среднее время восстановления i -го смежного по отношению к выключателю элемента, ч;

$\alpha_{B.оп}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях, 1/год;

$a_{B.авт}$ – относительная частота отказов при автоматическом отключении при повреждении смежного элемента, 1/год;

$N_{оп}$ – число оперативных переключений в году;

$T_{оп}$ – время оперативных переключений в году, ч;

Ka_i – относительная частота неуспешных АПВ, 1/год;

a – показатель наличия АПВ (принимается равным 0 или 1);

$\lambda_{эли}$ – средняя частота устойчивого отказа i -го смежного по отношению к выключателю элемента, 1/год;

n – количество присоединенных к выключателю смежных элементов.

В таблице 15 приведены расчетные вероятности отказа элементов расчетной схемы участка сети развития вариантов

Таблица 15 – Показатели надежности элементов схемы замещения вариантов

Элемент схемы	Вероятность отказа, q
ВЛ 220 кВ Лопча – Хани ($l=266,1$ км)	$1,758 \cdot 10^{-3}$
ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали ($l=141,1$ км)	$0,92 \cdot 10^{-3}$
ВЛ 220 кВ Юктали – Хани ($l=133,4$ км)	$0,84 \cdot 10^{-3}$
ВЛ 220 кВ Хани – Чара ($l=125,1$ км)	$0,61 \cdot 10^{-3}$
ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка ($l=30,2$ км)	$0,17 \cdot 10^{-3}$
ВЛ 220 кВ Золотинка – Чара ($l=94,9$ км)	$0,44 \cdot 10^{-3}$
Выключатель 220 кВ	$0,3185 \cdot 10^{-3}$
Шины 220 кВ	$0,7 \cdot 10^{-5}$
Разъединитель 220 кВ	$0,79 \cdot 10^{-5}$

Расчёт надёжности заключается в последовательном определении вероятностей отказа для каждого элемента схемы замещения, исходя из их технических характеристик и статистических данных о надёжности. После этого схема условно преобразуется до одного эквивалентного элемента, через который отражается общий уровень надёжности всей системы. Вероятность отказа этого обобщённого элемента принимается за показатель надёжности всей электрической сети в целом. Для реализации первого варианта проектируемой сети потребуется выполнить все указанные этапы расчёта.

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,1 км;

- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;

- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Рассмотрим вероятность отказа для сети первого варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Чара} + q_{B220} + q_C = 3,663 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Юктали} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ\ Юктали-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Золотинка} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ\ Золотинка-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,969 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cem} = q_I \cdot q_{II} \tag{6}$$

$$q_{Cem} = 3,663 \cdot 10^{-3} \cdot 4,969 \cdot 10^{-3} = 1,82 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Первым вариантом является РУ 220 кВ 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1.

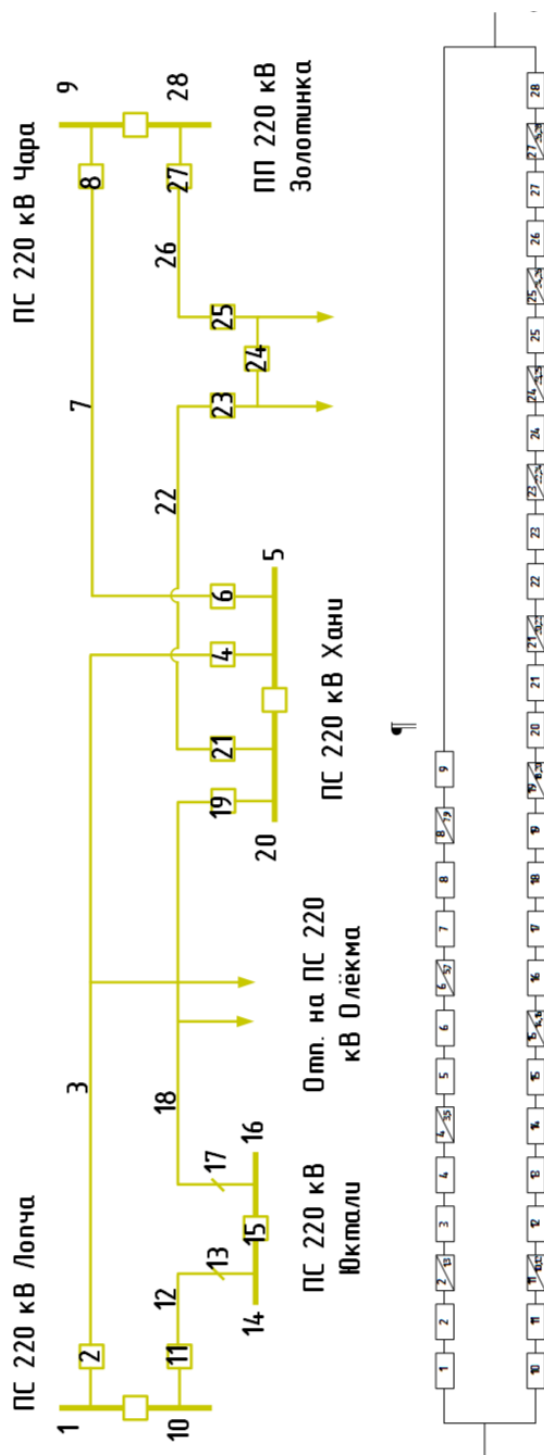


Рисунок 13 – Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1

Вторым вариантом является РУ 220 кВ 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2.

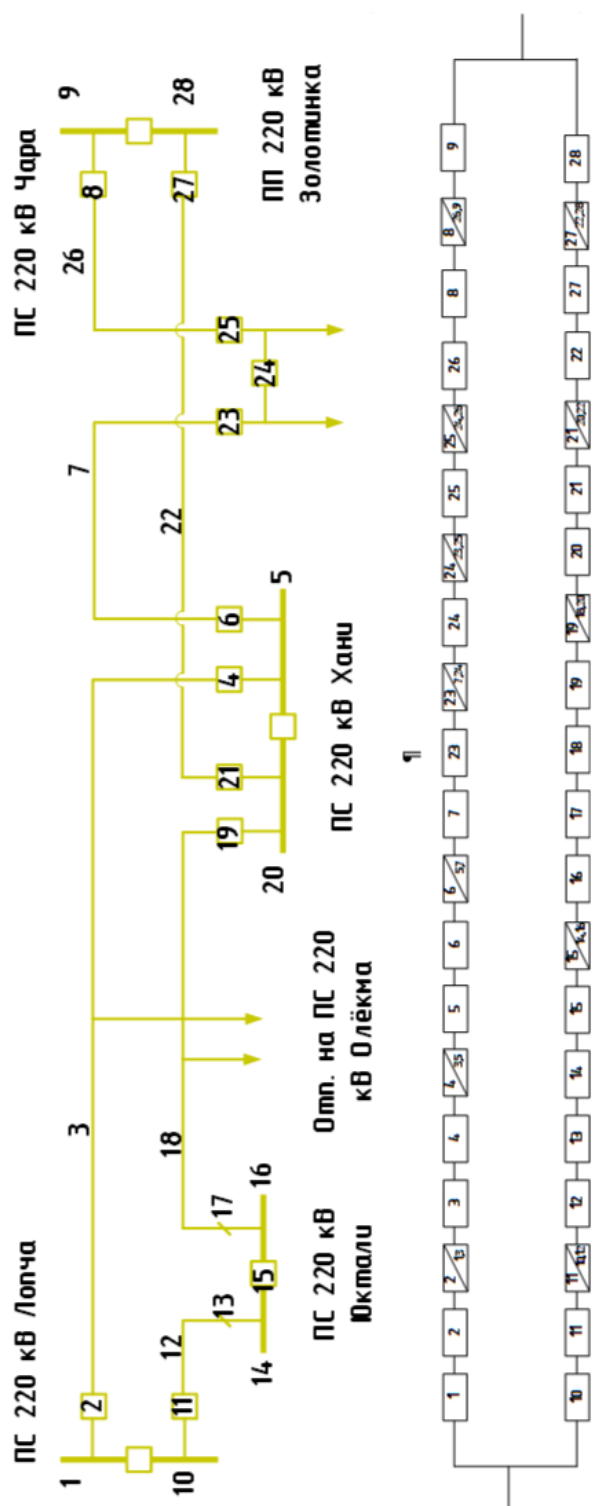


Рисунок 14 – Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2

Для второго варианта потребуется:

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,2 км;
- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;
- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Рассмотрим вероятность разрыва транзита второго варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,619 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Юктали} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ\ Юктали-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Золотинка} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ\ Золотинка-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,013 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cети} = q_I \cdot q_{II} \quad (7)$$

$$q_{Cети} = 4,619 \cdot 10^{-3} \cdot 4,013 \cdot 10^{-3} = 1,854 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Третьим вариантом является РУ 220 кВ 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1.

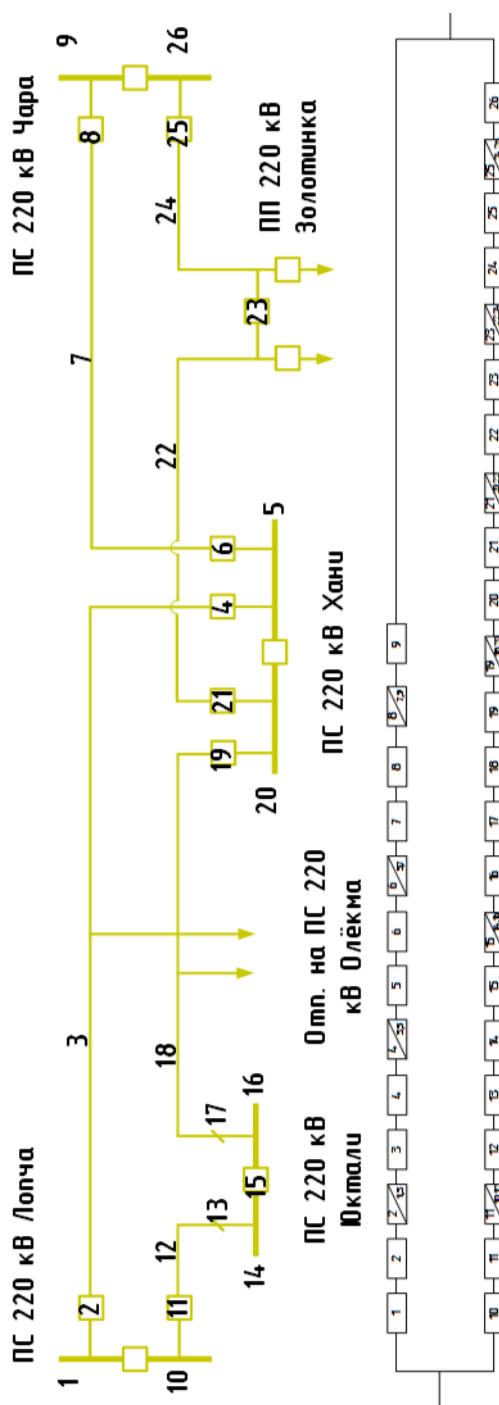


Рисунок 15– Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1

Для третьего варианта потребуется:

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,1 км;
- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;
- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Рассмотрим вероятность разрыва транзита третьего варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ \text{ Лопча-Хани}} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ \text{ Хани-Чара}} + q_{B220} + q_C = 3,663 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ \text{ Лопча-Юктали}} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ \text{ Юктали-Хани}} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ \text{ Хани-Золотинка}} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ \text{ Золотинка-Чара}} + q_{B220} + q_C = 4,969 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cети} = q_I \cdot q_{II} \quad (8)$$

$$q_{Cети} = 3,663 \cdot 10^{-3} \cdot 4,969 \cdot 10^{-3} = 1,82 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Четвертым вариантом является РУ 220 кВ 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2.

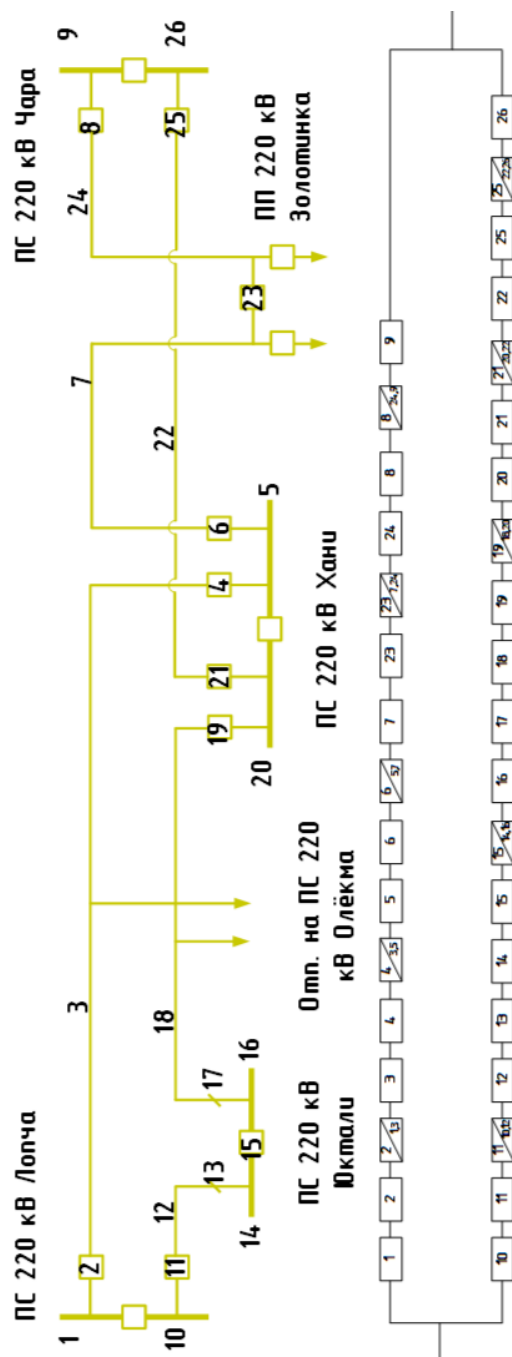


Рисунок 16– Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2

Для четвертого варианта потребуется:

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,2 км;
- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;
- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Рассмотрим вероятность разрыва транзита третьего варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Чара} + q_{B220} + q_C = 3,663 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Юктали} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ\ Юктали-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Золотинка} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ\ Золотинка-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,969 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cети} = q_I \cdot q_{II} \quad (9)$$

$$q_{Cети} = 3,663 \cdot 10^{-3} \cdot 4,969 \cdot 10^{-3} = 1,82 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Рисунок 17– Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 7
Четырехугольник при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1.



Для пятого варианта потребуется:

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,2 км;
- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;
- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Рассмотрим вероятность разрыва транзита третьего варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Чара} + q_{B220} + q_C = 3,663 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Юктали} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ\ Юктали-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Золотинка} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ\ Золотинка-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,969 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cети} = q_I \cdot q_{II} \quad (10)$$

$$q_{Cети} = 3,663 \cdot 10^{-3} \cdot 4,969 \cdot 10^{-3} = 1,82 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Шестым вариантом является РУ 220 кВ 7 Четырехугольник при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2.

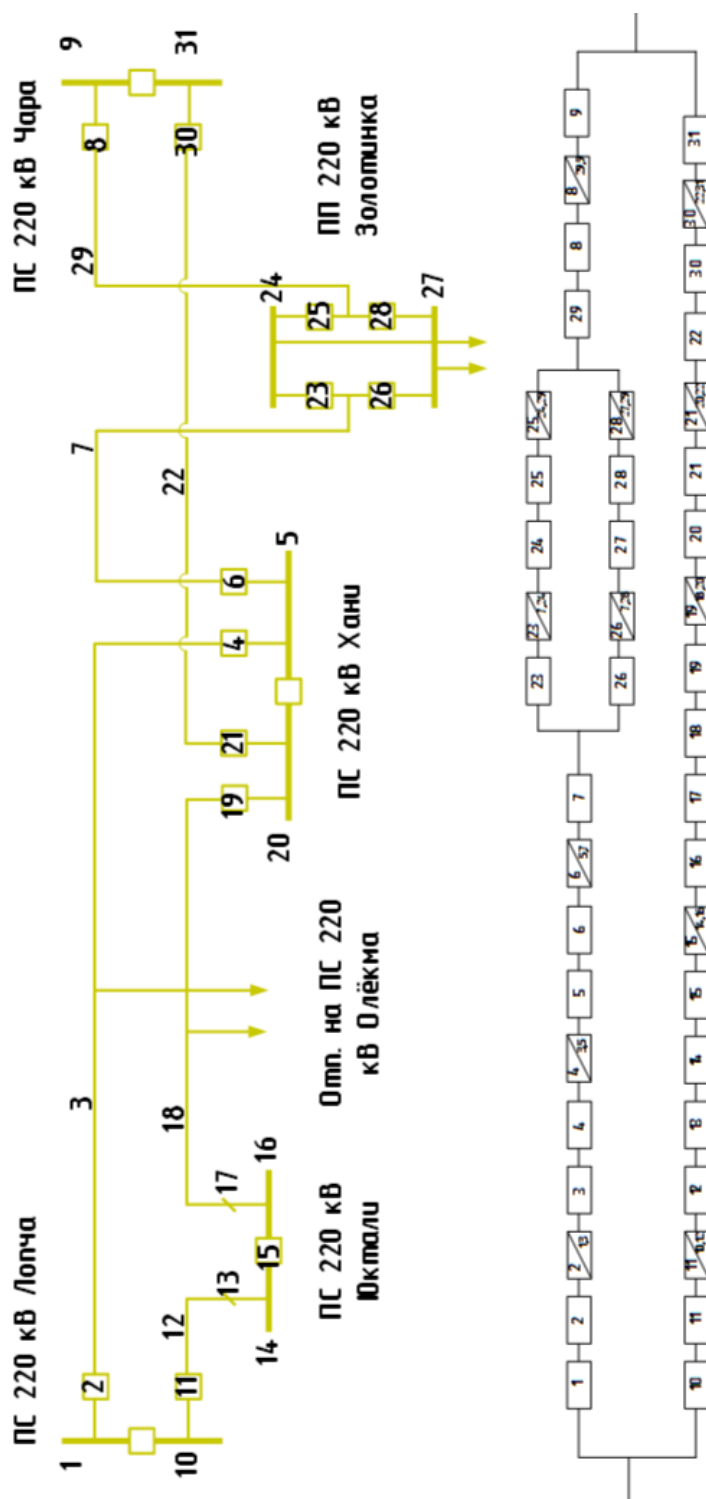


Рисунок 18— Вероятность разрыва транзита при использовании РУ 220 кВ 7 Четырехугольник при подключении в рассечку ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2.

Для шестого варианта потребуется:

- Реконструкция ВЛ 220 кВ Хани – Чара №2 для строительства заходов на ПП 220 кВ Золотинка с образованием ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка и ВЛ 220 кВ протяженностью 1,2 км;
- Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1 и ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2 для электроснабжения ПС 220 кВ Таборный протяженностью 74,2 км;
- Строительство ПП 220 кВ Золотинка со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Рассмотрим вероятность разрыва транзита третьего варианта при подключении ПП 220 кВ Золотинка к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1 в рассечку со схемой РУ 220 кВ – 5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

$$q_I = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Чара} + q_{B220} + q_C = 3,663 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{II} = q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Лопча-Юктали} + q_{P220} + q_C + q_{B220} + q_C + q_{P220} + q_{ВЛ\ Юктали-Хани} + q_{B220} + q_C + q_{B220} + q_{ВЛ\ Хани-Золотинка} + q_{B220} + q_{B220} + q_{B220} + q_{ВЛ\ Золотинка-Чара} + q_{B220} + q_C = 4,013 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{Cети} = q_I \cdot q_{II} \quad (11)$$

$$q_{Cети} = 3,663 \cdot 10^{-3} \cdot 4,013 \cdot 10^{-3} = 1,474 \cdot 10^{-5}$$

Рассмотрим с точки зрения надежности возможные схемы подключения ПП 220 кВ Золотинка.

Сравнение рассмотренных вариантов развития представлен в таблицах 16.

Таблица 16 – Сравнительная таблица вариантов по конфигурации электрической сети

№	Наименование варианта	l , км	Кол-во выключателей	q
1	РУ 220 кВ Схема 5Н при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1	Реконструкция - 1,1х2 Проектирование - 74,2х2	3	$1,82 \cdot 10^{-5}$
2	РУ 220 кВ Схема 5Н при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2	Реконструкция - 1,2х2 Проектирование - 74,2х2	3	$1,854 \cdot 10^{-5}$
3	РУ 220 кВ Схема 5АН при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1	Реконструкция - 1,1х2 Проектирование - 74,2х2	3	$1,587 \cdot 10^{-5}$
4	РУ 220 кВ Схема 5АН при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2	Реконструкция - 1,2х2 Проектирование - 74,2х2	3	$1,598 \cdot 10^{-5}$
5	РУ 220 кВ Схема 7 при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №1	Реконструкция - 1,1х2 Проектирование - 74,2х2	4	$1,47 \cdot 10^{-5}$
6	РУ 220 кВ Схема 7 при подключении ВЛ 220 кВ Хани-Чара №2	Реконструкция - 1,2х2 Проектирование - 74,2х2	4	$1,474 \cdot 10^{-5}$

По признаку наибольшей надежности самым выгодными оказались варианты с РУ 220 кВ 7 Четырехугольник, по количеству выключателей – 5Н и 5АН, по длине ЛЭП – варианты с подключением к ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1.

Для дальнейшего рассмотрения примем вариант №5 (в дальнейшем – вариант №1), т.к. он оказался самым надежным и обладает минимальной длиной проектируемой ЛЭП, а также вариант №3 (в дальнейшем – вариант

№2), т.к. он обладает меньшим количеством выключателей и оптимальной надежностью среди остальных вариантов.

3.6 Капитальные вложения

При расчёте объёмов капитальных вложений, необходимых для развития электрической сети, использовались укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций напряжением 35–750 кВ и воздушных линий электропередачи классом напряжения от 6,10 до 750 кВ. Приведённые стоимостные параметры взяты в базовых сметных ценах 2000 года [26].

Для приведения стоимостных показателей к реальным ценам на момент проектирования – второй квартал 2025 года – применяются коэффициенты пересчёта, учитывающие уровень инфляции. На текущий момент принят общий коэффициент инфляции, равный $k_{\text{инф}} = 749,19 \%$, или 7,49 [16].

Ниже представлен пример перерасчёта цен 2000 года к уровню капитальных вложений во втором квартале 2025 года. В качестве примера применена формула для определения капитальных затрат на строительство одного километра воздушной линии электропередачи с учётом уровня цен указанного периода.

$$K_{0ВЛ(2025)} = K_{0ВЛ(2000)} \cdot K_{\text{инф}} \cdot l \quad (12)$$

где $K_{0ВЛ(2000)}$ – стоимость 1 км ВЛ в базовых ценах на 1 января 2000 года;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции;

l – длина ВЛ, км (в данном примере принимается равной 1).

Удельная стоимость 1 км линии с проводом АС – 230/32 $K_{0ВЛ(2000)} = 1485$ тыс. руб/км, соответственно ее стоимость на 2 квартал 2025 г. будет равна:

$$K_{0ВЛ(2025)} = 1485 \cdot 9,093 \cdot 72,4 = 1,112 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

3.6.1 Расчет капитальных вложений на сооружение ВЛЭП

Стоимость сооружения одного километра воздушной линии электропередачи зависит от ряда факторов, которые определяют конструктивное исполнение и технические характеристики линии. Среди основных параметров, влияющих на затраты, можно выделить тип промежуточных опор, материал их изготовления, количество цепей, размещённых на одной опоре, а также сечение используемых проводов. Каждый из этих параметров вносит свой вклад в общую стоимость строительства и требует индивидуального подхода при выборе проектного решения.

Все перечисленные факторы были учтены при расчёте удельной стоимости воздушных линий для каждого из рассматриваемых вариантов развития сети. Подробные данные по параметрам и стоимостным показателям ЛЭП представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Параметры стоимости проектируемых воздушных линий 220 кВ

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{0ВЛ}$ на 2025 год, тыс. руб/км	Стоимость линии $K_{0ВЛ}$,
Вариант №1				
ВЛ 220 кВ двухцепная	АС-240/32	72,4	13500	$9,894 \cdot 10^5$
Вариант №2				
ВЛ 220 кВ двухцепная	АС-240/32	72,4	13500	$9,894 \cdot 10^5$

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей

формуле, млн. руб:

$$K_{ВЛ баз} = K_{нов} \cdot K_{ВЛ0} \cdot l \quad (13)$$

где $K_{ВЛ0}$ – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн. руб/км;

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Республики Саха (Якутия), для ВЛ - 1,5, ПС-1,5 [44].

Также, следует учесть стоимость реконструкции и последующего нового строительства существующих заходов для подстанций вариантов развития:

$$K_{ВЛрек} = K_{инф} \cdot (k_{пр} \cdot K_{пров.рек} \cdot l + k_{ст} \cdot K_{ст.рек} \cdot l + k_{оп} K_{оп.рек} \cdot m) + K_{нов} \cdot K_{ВЛ0} \cdot l \quad (14)$$

Где $k_{пр}$ - коэффициент, учитывающий демонтаж трех проводов ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,75) [51];

$k_{ст}$ - коэффициент, учитываемый демонтаж грозозащитного троса ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,65) [51];

$k_{оп}$ - коэффициент, учитываемый демонтаж стальных опор ВЛ 220 кВ (принимается равным 0,7) [51];

$K_{пров.рек}$ - стоимость демонтажа трех проводов ВЛ 220 кВ (принимается равным 12,11 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

$K_{ст.рек}$ - стоимость демонтажа грозозащитного троса ВЛ 220 кВ (принимается равным 1,47 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

$K_{оп.рек}$ - стоимость демонтажа металлических опор ВЛ 220 кВ (принимается равным 2,24 тыс. руб. в ценах 2000 г.) [51];

m - масса опоры ВЛ 220 кВ (ориентировочно принимается равной 12 т).

Для варианта 1 реконструкция существующих заходов будет стоить:

$$K_{ВЛрек1} = 9,093 \cdot (0,75 \cdot 12,11 \cdot 1,1 + 0,65 \cdot 1,47 \cdot 1,1 + 0,7 \cdot 2,24 \cdot 12) + 1,5 \cdot 1,112 \cdot 1,1 = 1,53 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 2 реконструкция существующих заходов будет стоить:

$$K_{ВЛрек2} = 9,093 \cdot (0,75 \cdot 12,11 \cdot 1,1 + 0,65 \cdot 1,47 \cdot 1,1 + 0,7 \cdot 2,24 \cdot 12) + 1,5 \cdot 1,112 \cdot 1,1 = 1,53 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Таким образом, суммарные капитальные вложения на сооружение ВЛЭП в Республике Саха (Якутия) Нерюнгринского района с учетом инфляции и прочих факторов составили для варианта 1:

$$K_{ВЛ1} = 9,894 \cdot 10^5 + 1,53 \cdot 10^4 = 1,005 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

для варианта 2:

$$K_{ВЛ2} = 9,894 \cdot 10^5 + 1,53 \cdot 10^4 = 1,005 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

3.6.2 Расчет капитальных вложений на сооружение ПП

Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПП} = (K_{ОТ.З} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{КУ}) \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \quad (15)$$

где $K_{ОТ.З}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, для схемы 35-4Н, принимаем 18 680 тыс. руб;

$K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, принимаем 600 тыс. руб;

$K_{ТР}$ – затраты на установку трансформатора;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, т.к. КУ устанавливается на стороне ВН (220 кВ), то для всех ПС берём $K_{КУ} = 262,6$ тыс. руб;

$K_{ИНФ}$ – индекс изменения сметной стоимости, принимается равным 3,05;

K_P – районный коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,4.

Стоимость отвода земли для строительства подстанции определяется по формуле:

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot Ц_{ОТ.З} \quad (16)$$

где $S_{ОТ.З}$ – площадь отвода земли для строительства ПС, для ПП 220 кВ принимаем 1600 м^2 [51];

$Ц_{ОТ.З}$ – стоимость отвода земли, принимаем 3,18 тыс.руб.

В качестве примера определим затраты на участке ПС А, тыс. руб:

Суммарные капитальные вложения для варианта 1:

$$K_{ПП1} = (5,088 \cdot 10^3 + 26000 + 111000 + 262,2) \cdot 1,4 \cdot 2,55 = 5,091 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 3:

$$K_{ПП2} = (5,088 \cdot 10^3 + 17000 + 75400 + 262,2) \cdot 1,4 \cdot 2,55 = 3,499 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из

капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (17)$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K_{сх1} = 1,005 \cdot 10^6 + 5,091 \cdot 10^5 = 1,514 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 3:

$$K_{сх1} = 1,005 \cdot 10^6 + 3,499 \cdot 10^5 = 1,355 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Для удобства анализа суммарных капитальных вложений во всю развиваемую сеть 220 кВ для каждого варианта сведем полученные данные капитальных вложений ПС и ВЛ в таблицу 18.

Таблица 18 - Сводная таблица капитальных вложений в варианты развиваемой сети

Тип оборудования	Вариант 1, млн. руб.	Вариант 3, млн. руб.
ВЛ	1005,1	1005,1
ПП	509,1	349,9
Итого	1514,2	1355

3.7 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – это экономический механизм, позволяющий постепенно распределить стоимость основных средств на выпускаемую продукцию или оказываемые услуги в зависимости от сроков их эксплуатации. Её главная функция заключается в создании финансового фонда, необходимого для восстановления изношенного оборудования или иных активов в будущем.

Суммы, направляемые на амортизацию и выраженные в денежной форме, отражают часть стоимости используемых основных фондов, которая включается в издержки производства или себестоимость услуг. Для расчёта амортизационных выплат по конкретному оборудованию (или программному обеспечению) может быть использована следующая формула [51]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (18)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 30 лет для ВЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам} = \frac{1,514 \cdot 10^6}{20} = 7,569 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 2:

$$I_{ам} = \frac{1,355 \cdot 10^6}{20} = 6,773 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

3.8 Расчет эксплуатационных затрат

Для обеспечения надёжности и работоспособности оборудования организуется система мероприятий по поддержанию его технического состояния. Эта система включает проведение планово-предупредительных ремонтов и регулярного технического обслуживания, а также выполнение неплановых (аварийных) ремонтов, обусловленных внезапными отказами оборудования.

Общие эксплуатационные затраты – это совокупные расходы, связанные с содержанием и обслуживанием электрооборудования на протяжении всего срока его службы.

Издержки на эксплуатацию:

$$I_{\text{э.р}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (19)$$

Где $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}$, $\alpha_{\text{э.р.ПС}}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}=0,008$; $\alpha_{\text{э.р.ПС}}=0,049$ [14])

Для варианта 1:

$$I_{\text{э.р}} = 0,008 \cdot 1,005 \cdot 10^6 + 0,049 \cdot 5,091 \cdot 10^5 = 3,298 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 3:

$$I_{\text{э.р}} = 0,008 \cdot 1,005 \cdot 10^6 + 0,049 \cdot 3,499 \cdot 10^5 = 2,518 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

3.9 Расчет затрат на компенсацию потерь

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0 \quad (20)$$

где ΔW – потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВт·ч;

C_0 – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2024 год (в соответствии с [56] принимается равным $C_0=8,53$ руб./кВт·ч);

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max} \quad (21)$$

где ΔP – потери мощности в нормальном режиме;

$T_{\max}$ – время использования максимальных нагрузок (принимается 6000 ч.)

Для варианта 1:

$$I_{\Delta W} = 1,755 \cdot 10^5 \cdot 8,53 = 1,497 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Для варианта 3:

$$I_{\Delta W} = 2,079 \cdot 10^5 \cdot 8,53 = 1,773 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

3.10 Суммарные издержки

Расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р.}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} \quad (22)$$

где $I_{\text{э.р.}}$ – расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты расчета издержек

Составляющие издержек	Вариант 1, тыс. руб.	Вариант 3, тыс. руб.
I_{AM}	$7,569 \cdot 10^4$	$6,773 \cdot 10^4$
$I_{Э.Р.}$	$3,298 \cdot 10^4$	$2,518 \cdot 10^4$
$I_{\Delta W}$	$1,497 \cdot 10^6$	$1,773 \cdot 10^6$
ИТОГО	$1,606 \cdot 10^6$	$1,866 \cdot 10^6$

3.11 Расчет недоотпуска электроэнергии

Недоотпуск электроэнергии представляет собой объём неотпущенной потребителю электроэнергии за определённый период времени, вызванный перерывами в электроснабжении по различным причинам. Данный параметр имеет важное значение при оценке надёжности электрической сети и используется как основа для расчёта экономического ущерба, связанного с нарушением нормального режима работы системы.

В данной работе расчёт недоотпуска электроэнергии выполняется с целью анализа влияния различных проектных решений на устойчивость электроснабжения, а также для последующего технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$Y_{нед} = P_{сети} \cdot q_{сети} \cdot T_{нед} \quad (23)$$

где $T_{нед}$ – тариф на услуги по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС (принимается прогнозная величина на 2 полугодие 2025 года – 3458,9 тыс. руб/МВт в год) [28];

$P_{сети}$ – нагрузка, учитываемая в расчете недоотпуска электроэнергии (значение мощности транзита через ПП 220 кВ Золотинка составляет 93 МВт).

$$U_{нед1} = 4,729 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитанный ущерб от недоотпуска электроэнергии в рассматриваемой схеме электрической сети имеет относительно низкое значение. Это обусловлено тем, что модель учёта транзита электроэнергии включает элементы параллельного соединения, что положительно влияет на общую надёжность схемы и снижает уровень дефицита мощности при возможных аварийных отключениях. Наличие альтернативных путей передачи энергии позволяет перераспределять потоки, минимизируя экономические последствия перерывов в электроснабжении.

Рассчитаем также величину ущерба для второго варианта:

$$U_{нед2} = 5,105 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Анализ убытков от недоотпуска электроэнергии показал, что наиболее предпочтительным с точки зрения надёжности транзита и снабжения электроэнергией потребителей является вариант развития №1.

3.12 Приведенные затраты

Приведённые затраты определяются по формуле [31]:

$$Z = E \cdot K + I + U \tag{24}$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,21$) [19];

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

I – издержки, млн. руб.;

U – ущерб от недоотпуска электроэнергии, млн. руб.

Для варианта 1:

$$З=0,21 \cdot 1514,2 + 362,6 + 4,729 = 685,2 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$З=0,21 \cdot 1335 + 467,3 + 5,105 = 756,8 \text{ млн.руб.}$$

Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Приведённые затраты

Вариант	К, млн. руб.	И, млн. руб.	У, млн. руб.	З, млн. руб.
1	1514,2	362,6	4,729	685,2
2	1335	467,3	5,105	756,8

Анализ экономической целесообразности рассматриваемых вариантов развития электрической сети показал, что вариант №1 характеризуется меньшими приведёнными затратами и составляет 685,2 млн рублей, в то время как для варианта №2 данный показатель равен 756,8 млн рублей.

Таким образом, по критерию минимума приведённых затрат предпочтение следует отдать варианту №1, поскольку он обеспечивает более низкий уровень капиталоемкости при реализации проекта, что делает его экономически более выгодным. Разница в затратах между вариантами составляет 10,45 %, что является существенным фактором при выборе оптимального решения на стадии проектирования.

3.13 Выводы

Таким образом, в ходе выполнения технического анализа шести возможных вариантов развития электрической сети были выделены два наиболее технологически обоснованных решения, признанных приоритетными для дальнейшего исследования. Данные варианты обеспечивают высокий уровень надёжности, устойчивости и экономической эффективности, что особенно важно для функционирования энергосистемы в сложных климатических условиях Республики Саха (Якутия). Проведённые

расчёты позволили обосновать их целесообразность с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения и минимизации эксплуатационных рисков.

В дальнейшем исследовании будет выполнен выбор основного и вспомогательного оборудования, а также проведено технико-экономическое сравнение выделенных вариантов, ориентированное на оценку инвестиционной привлекательности, сроков окупаемости и влияния на качество электроснабжения потребителей. Полученные результаты послужат основой для формирования обоснованного инженерного решения по развитию электрической сети 220 кВ.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПП 220 КВ ЗОЛОТИНКА И ПС 220 КВ ТАБОРНЫЙ

В данном разделе выполняется техническая проработка возможных вариантов развития электрической сети напряжением 220 кВ. Объём исследований включает в себя несколько ключевых этапов, направленных на обоснование проектных решений и обеспечение их надёжности и эффективности.

Первым этапом является расчёт токов короткого замыкания (КЗ) на шинах распределительного устройства переключательного пункта Золотинка. Полученные данные необходимы для выбора основного первичного оборудования.

Далее осуществляется подбор и параметрическая оценка высоковольтных аппаратов, что позволяет обеспечить безопасную и устойчивую эксплуатацию проектируемого объекта.

Завершающим этапом является моделирование и анализ установившихся режимов работы сети по предложенным схемам развития. Данный анализ даёт возможность оценить работоспособность каждого варианта и его технико-экономическую целесообразность. Результаты технической проработки станут основой для дальнейшего сравнительного анализа и выбора наиболее рационального решения при проектировании электрической сети.

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для выполнения расчёта токов короткого замыкания в программно-вычислительном комплексе RastrWin3 необходимо провести ряд операций, направленных на подготовку и настройку модели электрической сети. Примерный алгоритм указан ниже.

1. Настройка узлов электрической сети (вкладка "Узлы/Несим/ИД")

Во вкладке "Узлы/Несим/ИД" осуществляется задание параметров узлов, необходимых для анализа несимметричных режимов:

Для каждого узла указывается:

- номер узла (должен соответствовать номеру в схеме);
- номинальное напряжение, кВ;
- тип нейтрали, который определяет способ заземления и влияет на расчёт токов нулевой последовательности (зак – глухозаземленная нейтраль, у – изолированная):

2. Заполнение параметров ветвей (вкладка "Ветви/Несим/ИД")

На вкладке "Ветви/Несим/ИД" задаются параметры линий электропередачи, трансформаторов и других элементов сети, которые будут участвовать в расчёте несимметричного режима:

Для каждой ветви указываются:

- начальный и конечный номера узлов, между которыми расположена ветвь;
- сопротивление прямой последовательности (X_1), Ом;
- сопротивление нулевой последовательности (X_0), Ом;
- при необходимости — коэффициент трансформации (для трансформаторов), учитывающий разные уровни напряжения по концам ветви;
- тип ветви (например, ЛЭП, трансформатор).

3. Задание параметров источников питания (вкладка "Генераторы/Несим")

В разделе "Генераторы/Несим" необходимо указать характеристики систем или генераторов, являющихся источниками тока короткого замыкания:

Для каждого источника задаются:

- номер узла;
- ЭДС системы (E), выраженная в относительных единицах или в процентах от номинального напряжения;

- сопротивление прямой последовательности (Z_1), Ом;
- сопротивление нулевой последовательности (Z_0), Ом.

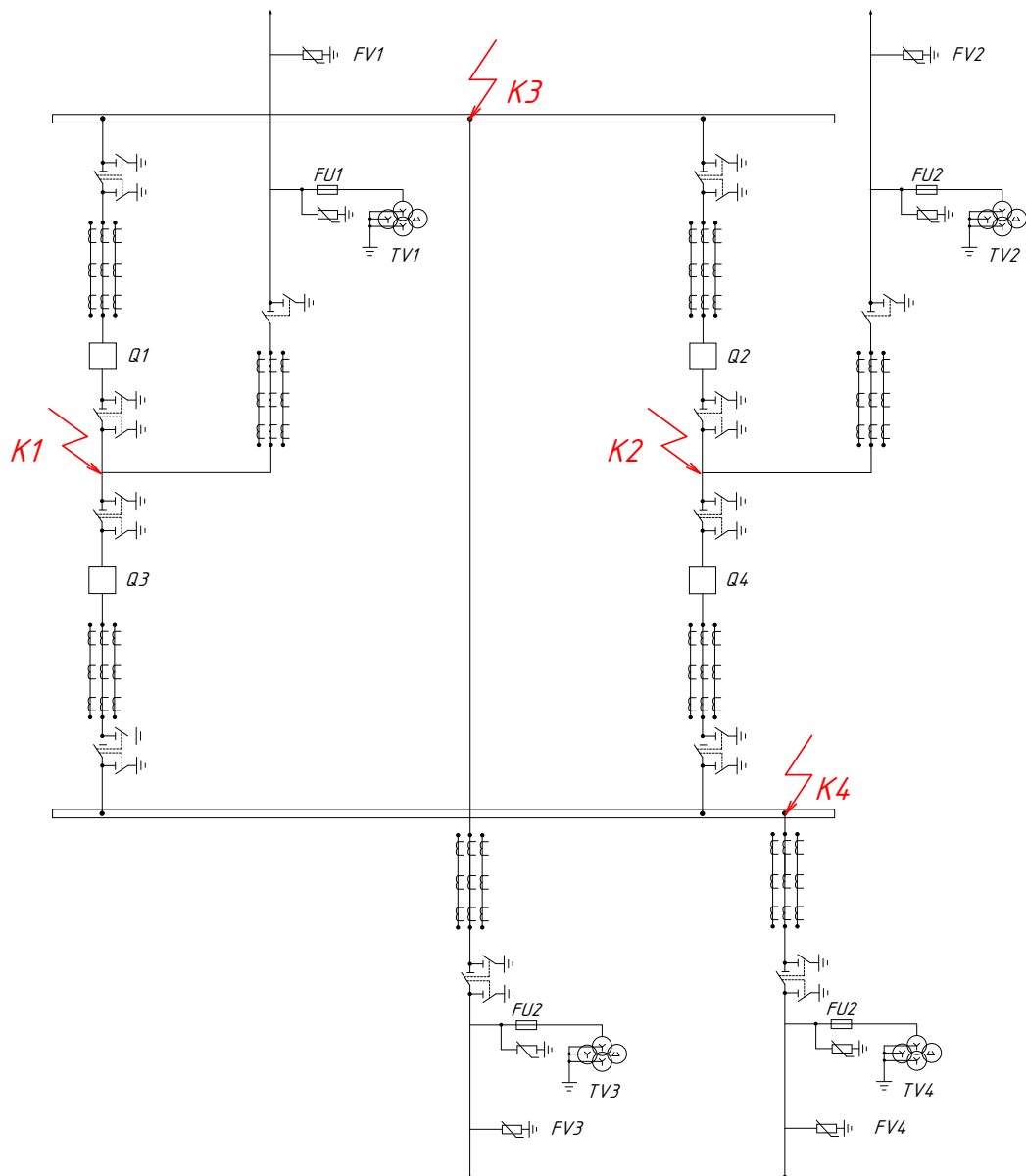


Рисунок 19 – Структурная схема ПП 220 кВ для расчета ТКЗ

Ударный ток рассчитывается по формуле [34]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (25)$$

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

$K_{уд}$ - ударный коэффициент для шин 220 кВ равен 1,717 [34].

Значения токов КЗ на шинах ПП Золотинка приведены в таблице 20

Таблица 20 – Значения токов КЗ на шинах ПП Золотинка

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Двухфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ (3I _о), кА	Ударный ток при трёхфазном КЗ, кА
К1	1,99	1,19	1,119	4,81
К2	2,041	1,239	1,18	4,956
К3	1,925	1,145	1,07	4,531
К4	1,936	1,159	1,075	4,65

Для дальнейшего правильного выбора оборудования будем рассматривать точку с наиболее высоким током короткого замыкания, т.е. точка К2.

4.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПП и выбор оптимального

К установке принято комплектное распределительное устройство (КРУЭ) типа ЯГГ220 от российской компании АО ВО «Электроаппарат». Данный тип КРУЭ полностью соответствует требованиям, предъявляемым к цифровым подстанциям и переключательным пунктам, и может быть использован при создании цифрового переключательного пункта (ЦПП).

Благодаря своей конструктивной унификации и оснащению микропроцессорными терминалами релейной защиты и автоматики, КРУЭ ЯГГ220 позволяет интегрировать системы дистанционного управления и мониторинга. Это обеспечивает возможность реализации функций удалённого контроля и управления коммутационными аппаратами, а также передачи данных о состоянии оборудования в центральный пункт управления в режиме реального времени.

КРУЭ построено с применением герметичных ячеек, что повышает надёжность работы оборудования и снижает необходимость частого

технического обслуживания. Благодаря наличию цифровых интерфейсов и поддержки протоколов обмена данными (в том числе IEC 61850), обеспечивается эффективное взаимодействие с системами АСУ ТП и SCADA, что делает его идеальным выбором для применения в составе цифровой энергосистемы.

На напряжение 220 кВ распределительное устройство выполняется в КРУЭ, в которое встроено следующее оборудование [55]:

- трансформаторы напряжения;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- выключатели;
- ОПН.

Все оборудование соединяется ошиновкой.

4.4 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Расчет минимального сечения ошиновки выполняется по длительно допустимому току по соотношению:

В КРУЭ 220 кВ примем к установке жесткую ошиновку из провода АС-300/39 и выполним ее проверку по длительно допустимому току нагрузки.

Выполним проверку по допустимому току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (26)$$

$$246 \leq 600 \text{ A}$$

Условие выполняется, значит выбранная ошиновка может быть применена на данной подстанции.

Применяемая ошиновка должна быть проверена на термическую стойкость к токам короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q \quad (27)$$

где C – коэффициент, который зависит от материала провода (для алюминия принимается равным 90).

$$B_k = I_{\Pi 0}^2 \cdot (t_{PЗ} + t_{откл} + T_a) \quad (28)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя (принимается равным 0,06 с) [52];

$t_{PЗ}$ – выдержка времени срабатывания УРЗА (принимается равным 1,2 с);

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (для сетей 220 кВ принимается равной 0,03) [34].

$$B_k = 2,041^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,03) = 5,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5733000}}{90} = 79,79 \text{ мм}^2$$

Проведённый расчёт показал, что минимальное сечение проводника, необходимое для обеспечения термической устойчивости при аварийных режимах, меньше того сечения, которое предполагается использовать в проекте. Следовательно, выбранный провод соответствует требованиям по термической стойкости.

Проверка на устойчивость к электродинамическим усилиям, возникающим при протекании тока короткого замыкания, не проводилась, так как значение периодической составляющей трёхфазного тока КЗ в данной

точке сети не превышает 20 кА, что находится в допустимых пределах согласно действующим нормам [26].

Ещё одним важным фактором при выборе провода является его способность противостоять образованию коронного разряда. Данный эффект представляет собой локализованную ионизацию воздуха вокруг проводника, которая вызывает дополнительные потери энергии, создаёт радиопомехи и может негативно влиять на состояние соединительных узлов [46].

Коронирование становится возможным при достижении определённого уровня напряжённости электрического поля на поверхности провода. Поэтому оценка начального критического значения этой напряжённости является обязательной при проектировании воздушных линий электропередачи.

$$E_k = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (29)$$

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:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (30)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

Коронный разряд не будет образовываться при выполнении условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (31)$$

Вычислим критическую напряженность электрического поля для провода АС-300/39:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{252}{1,2}} = 12,137 \text{ кВ / см}$$

$$1,07 \cdot 31,628 \leq 0,9 \cdot 12,137$$

$$12,99 < 28,46$$

Требуемое условие отсутствия коронирования выполняется, значит выбранный в качестве ошиновки провод марки АС-300/39 может быть установлена на ПП 220 кВ Золотинка.

4.5 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ ЯГГ - 220 кВ. Проверим выключатель по основным параметрам:

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (32)$$

$$220 \leq 220$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{раб. max} \leq I_{ном}; \quad (33)$$

$$246 \leq 3150$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{откл. ном}; \quad (34)$$

$$2,041 \leq 40 \text{ кА}$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{вкл. ном}; \quad (35)$$

$$2,041 \leq 40 \text{ кА}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq i_{пр. скв}; \quad (36)$$

$$4,956 \leq 125 \text{ кА}$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (37)$$

Время отключения определяется следующим образом:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.} + t_{ср.з.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, принимаем равной 0,3;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя (принимается равным 0,06 с);

$t_{ср.з.}$ - выдержка времени срабатывания ступени защиты (принимается равной 0,5 с).

$$B_k = 2,041^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,03) = 5,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (38)$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (39)$$

$$5,373 \leq 7500 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение данных КРУЭ 220 кВ ЯГГ-220 [55]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 246 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,041 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{отклном}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,041 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{вклном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,956 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{К.ном} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$

Как видно из результатов КРУЭ 220 кВ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.6 Выбор и проверка силовых выключателей

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ ЯГГ - 220 кВ. Проверим выключатель по основным параметрам:

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (40)$$

$$220 \leq 220$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}; \quad (41)$$

$$246 \leq 3150$$

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{откл.ном}; \quad (42)$$

$$2,041 \leq 40 \text{ кА}$$

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{вкл.ном}; \quad (43)$$

$$2,041 \leq 40 \text{ кА}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв}; \quad (44)$$

$$4,956 \leq 125 \text{ кА}$$

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (45)$$

$$B_k = 2,041^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,03) = 5,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (46)$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (47)$$

$$5,373 \leq 7500 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

В рамках проверки коммутационной способности выключателя требуется убедиться в его способности отключать не только периодическую, но и аperiodическую составляющую тока короткого замыкания. Для этого рассчитывается допустимое значение аperiodической составляющей тока, которое аппарат может надёжно отключить за установленное время τ .

Условие работоспособности аппарата формулируется следующим образом: фактическая аperiodическая составляющая тока КЗ на момент размыкания контактов должна быть меньше или равна предельно допустимому значению, указанному в технических характеристиках выключателя.

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \quad (48)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном} \quad (49)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя равное 45%;

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\left(-\frac{\tau}{T_a}\right)} \quad (50)$$

где t – время от начала момента КЗ до начала разъединения контактов выключателя (принимается равным 0,035 с).

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,041 \cdot e^{\left(-\frac{0,035}{0,03}\right)} = 0,898 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Параметры выключателя КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 246 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2,041 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{отклном}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2,041 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{вклном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,956 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{К.ном} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$
$i_{a.ном} = 25,456 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{a.\tau} = 0,898 \text{ кА}^2\text{с}$	$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.7 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Параметры разъединителя КРУЭ ЯГГ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 246 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,956 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
Контактные ножи		
$B_{К.ном} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$
Заземляющие ножи		
$B_{К.ном} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{К.ном}$

4.8 Выбор и проверка цифровых трансформаторов тока

Цифровые трансформаторы тока не требуют выполнения расчётов вторичных цепей, поскольку в их работе отсутствует необходимость в традиционных аналоговых соединениях. Передача данных осуществляется по оптоволоконному каналу в цифровом формате, что исключает влияние внешних электромагнитных факторов на точность измерений. Такой способ передачи информации принципиально отличается от используемого в классических электромагнитных устройствах, обеспечивая высокую помехоустойчивость и стабильность метрологических характеристик.

Выбор конкретной модели цифрового трансформатора осуществляется по основным техническим параметрам: номинальному напряжению, рабочему току, а также показателям устойчивости к термическим и электродинамическим воздействиям при аварийных режимах. Проверка на термическую стойкость осуществляется по соотношению:

$$(k_t \cdot I_{ном1})^2 \cdot t_T \geq B_k \quad (51)$$

где k_t – предельная кратность тока термической стойкости (для проверяемого измерительного преобразователя принимается равной 50);

t_T – время для расчета термической стойкости (принимается равным 3с).

$$B_k = 2,041^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,03) = 5,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = 7500 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$$5,373 \leq 7500.$$

Требуемое условие по термической стойкости соблюдается.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по условию:

$$\begin{aligned} i_{дм} &\geq i_{уд} \\ i_{дм} &= \sqrt{2} \cdot k_{\partial} \cdot I_{ном1} \end{aligned} \tag{52}$$

где k_{∂} – предельная кратность тока электротермической стойкости проверяемого измерительного преобразователя принимается равной 125);

$$i_{дм} = \sqrt{2} \cdot 125 \cdot 1 = 176,77 \text{ кА}$$

$$176,77 \geq 4,956 \text{ кА}$$

Требуемое условие по электродинамической стойкости соблюдается.

В таблице 25 приведены условия выбора цифрового трансформатора тока согласно расчётным и каталожным данным [42].

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны для ТТЭО-Г-220-1000-УХЛ4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$	$I_{\max} = 57,74 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$i_{\text{дин}} = 176,77 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,956 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{КНОМ}}$

По результатам расчетов и последующего сопоставления расчетных и каталожных данных ТТЭО-Г-220-1000-УХЛ4 можно сделать вывод, что он удовлетворяет всем условиям проверки и может быть установлен на ПП 220 кВ Золотинка.

4.8 Выбор и проверка цифровых трансформаторов напряжения

Выбор и проверка цифрового трансформатора напряжения осуществляется аналогично выбору цифрового трансформатора тока, но без расчета номинального рабочего тока.

Проверка на термическую стойкость осуществляется по соотношению:

$$(k_t \cdot I_{\text{ном1}})^2 \cdot t_T \geq B_k \quad (53)$$

где k_t – предельная кратность тока термической стойкости (для проверяемого измерительного преобразователя принимается равной 50);

t_T – время для расчета термической стойкости (принимается равным 3с).

$$B_k = 2,041^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,03) = 5,373 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{НОМ}} = 7500 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

$$5,373 \leq 7500.$$

Требуемое условие по термической стойкости соблюдается.

В таблице 26 приведены условия выбора цифрового трансформатора напряжения согласно расчётным и каталожным данным [42].

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны для ТТНК-220-1000-УХЛ4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$B_{\text{КНОМ}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 5,373 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{КНОМ}}$

По результатам расчетов и последующего сопоставления расчетных и каталожных данных ТТЭО-Г-220-1000-УХЛ4 можно сделать вывод, что он удовлетворяет всем условиям проверки и может быть установлен на ПП 220 кВ Золотинка.

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд на подстанциях определяются категорией подстанции, мощностью трансформаторов, наличием синхронных компенсаторов и используемым типом электрооборудования.

Так как мощность потребителей собственных нужд не значительна, то они обычно подключаются к 380/220В сети, которая питается от понижающих трансформаторов.

Размер мощности трансформаторов для собственных нужд подбирается на основе суммарной нагрузки, как указано в таблице 27.

Таблица 27 – Нагрузка собственных нужд подстанции [31]

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт		
	$\cos \varphi$	$P_{\text{УСТ}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{УСТ}}, \text{кВар}$
1	2	3	4
Отопление и освещение ОПУ	1	150	12,3
Освещение территории ПП	1	10	-

Питание оперативных цепей	0,38	2,5	0,684
Вентиляция	1	7	-
Прочее	1	46	-
Итого		215,5	12,984

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.

$$S_{PACЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{VCT}^2 + Q_{VCT}^2}; \quad (54)$$

K_C – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{PACЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{215,5^2 + 12,984^2} = 172,71 \text{ кВА};$$

$$S_{TCH} = \frac{S_{PACЧ}}{2 \cdot 0,7}; \quad (55)$$

$$S_{TCH} = \frac{172,71}{2 \cdot 0,7} = 123,36 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформатор ТМГ – 160/10 УХЛ1:

4.10 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов

В связи с тем, что в проекте рассматривается применение комплектного распределительного устройства элегазового типа (КРУЭ), необходимость расчёта подвесных изоляторов возникает только для конкретных участков воздушной линии электропередачи, а именно – для линейного портала,

который соединяет ЛЭП с вводами в КРУЭ, а также для последней анкерной опоры перед переключательным пунктом 220 кВ «Золотинка».

Такой подход обусловлен тем, что на всех остальных участках воздушной линии использование традиционных фарфоровых или полимерных изоляторов не требуется, поскольку токоведущие части внутри КРУЭ полностью герметизированы и изолированы элегазовой средой. Это исключает необходимость применения внешних изоляторов на промежуточных опорах линии.

Таким образом, расчёт подвесных изоляторов проводится только в местах, где воздушная линия взаимодействует с открытым распределительным устройством, то есть на границе между ВЛ и КРУЭ, где отсутствует герметичное исполнение, характерное для самого комплектного устройства.

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K \quad (56)$$

где λ_3 - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (принимается равным 2 см/кВ) [27]

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K - коэффициент эффективности [61].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}$$

где L_{II} - длина пути утечки одного изолятора [64].

Учитывая напряжение 220 кВ к вычисленному числу изоляторов, нужно добавить ещё 2 изолятора.

Произведём выбор подвесных изоляторов для системы шин на открытом распределительном устройстве 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120В с длиной пути утечки 407 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{407} + 2 = 13,145$$

Округляем получившееся число и получаем 14 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

4.11 Выбор и проверка ОПН 220 кВ

Нелинейный ограничитель перенапряжений представляет собой ключевое устройство, предназначенное для защиты электрооборудования распределительных устройств подстанций и воздушных линий от воздействия грозовых и коммутационных перенапряжений. Его применение позволяет минимизировать риск повреждений изоляции и обеспечивает устойчивую работу электрической сети в аварийных режимах [39].

Процесс выбора ОПН осуществляется в два этапа:

- 1) Предварительный отбор устройства на основе технических характеристик и условий эксплуатации.
- 2) Окончательное определение типа ОПН после анализа влияющих факторов, таких как уровень перенапряжений, параметры сети и климатические условия.

Для КРУЭ 220 кВ напряжением 220 кВ предварительно выбран ограничитель перенапряжений марки ОПНП-220/146/10/550 УХЛ1. Данная модель выпускается заводом ООО «Завод энергозащитных устройств» [37].

Основные технические параметры выбранного ограничителя приведены в таблице 28. Предварительный подбор ОПН производится с учётом следующего критерия:

1) По максимально допустимому рабочему напряжению, которое должно быть не ниже длительно действующего напряжения сети.

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} \quad (57)$$

где $U_{н.р.с.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ

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

$$U_{н.д.р.} \geq 1,02 \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 142,5 \text{ кВ}$$

$$146 \geq 142,5 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_{\kappa} \leq I_{разр.} \quad (58)$$

$$\text{Где } I_{\kappa} = \frac{U_{ост} - U}{Z_B}$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН (принимается равным 232 кВ);

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли (принимается равным 506 Ом).

$$I_{\kappa} = \frac{374 - 232}{506} = 0,28 \text{ кА}$$

$$0,28 \leq 10 \text{ кА}$$

Предварительная оценка показала, что все заданные критерии соблюдены, следовательно, выбранный тип ограничителя перенапряжений соответствует начальным техническим требованиям.

Окончательное решение по выбору ОПН основывается не только на соответствии действующим нормативным стандартам, но также учитывает условия эксплуатации, включая требование взрывобезопасности и допустимые климатические параметры установки устройства.

Особое внимание уделяется защите от грозовых импульсных перенапряжений, поскольку именно они представляют наибольшую угрозу для оборудования на напряжение 220 кВ. В связи с этим проверка работы ОПН при длительных квазистационарных режимах не проводится. Основной акцент делается на анализе поведения ограничителя при воздействии грозовых импульсов.

Ключевым параметром при этом является энергия, которая может быть поглощена устройством без нарушения его целостности и функциональности. Эта величина не должна превышать заявленной энергоёмкости аппарата, что обеспечивает его надёжную работу в условиях интенсивных перенапряжений:

$$W_c \geq W_{y\partial} \cdot U_{н.д.р} \quad (59)$$

Где $W_{y\partial}$ - удельная поглощаемая энергией одного импульса (равна 2,8 кДж/кВ).

$$W_c \geq 2,8 \cdot 146 = 408,8 \text{ кДж}$$

$$624 \geq 408,8 \text{ кДж}$$

Условие выполняется.

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

$$I_{no} \leq I_{вз.без.} \quad (60)$$

$$4,956 \leq 40 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Таблица 28 – Условия выбора и проверки ОПН-П-220/146/10/550

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н.д.р.} = 146 \text{ кВ}$	$1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} = 142,5 \text{ кВ}$	$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}$
$I_{разр.} = 10 \text{ кА}$	$I_k = 0,28 \text{ кА}$	$I_k \leq I_{разр.}$
$W_c = 624 \text{ кДж}$	$W_{уд} \cdot U_{н.д.р.} = 408,8 \text{ кДж}$	$W_c \geq W_{уд} \cdot U_{н.д.р.}$
$I_{вз.без.} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 4,956 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{вз.без.}$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют всем условиям выбора и могут быть приняты к установке на ПП Золотинка.

4.12 Выбор марки и сечения новых линий электропередачи и проверка существующих

Определение сечения проводов для проектируемой электрической сети выполняется с учётом комплекса ключевых параметров. Среди них – технико-экономические показатели, допустимая токовая нагрузка по нагреву в аварийных условиях, механическая устойчивость провода, а также вероятность возникновения коронного разряда.

Особое значение придаётся обеспечению минимальных потерь электроэнергии, вызванных коронированием, при хороших погодных условиях, а также снижению общих годовых потерь энергии в процессе эксплуатации линии. Учёт этих факторов позволяет выбрать оптимальное сечение провода, соответствующее как техническим, так и экономическим требованиям проектирования воздушных линий электропередачи.

Для данной работы нам необходимо рассмотреть выбор и проверку марки и сечения следующих линий электропередач:

- ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка;
- ВЛ 220 кВ Золотинка – Чара;
- ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №1, ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный №2;
- ВЛ 10 кВ Хани – Золотинка №1, ВЛ 10 кВ Хани – Золотинка №2 для питания собственных нужд ПП 220 кВ Золотинка.

Для обеспечения надёжной и устойчивой работы воздушной линии электропередачи сечение провода определяется на основе расчётного значения тока, соответствующего пятому году эксплуатации. Это позволяет учесть перспективный рост нагрузки и обеспечить запас по пропускной способности на начальном этапе функционирования сети.

Расчётная величина тока, протекающего по линии в указанный период, вычисляется с использованием соответствующей формулы, учитывающей прогнозируемую мощность потребления и параметры электрической сети.

$$I_{p(i)} = I_{max(i)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (61)$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,08.

Найдём максимальную токовую нагрузку для воздушной линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max \text{ з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3 \quad (62)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

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

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ — количество цепей линии;

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

$$I_p = 287 \cdot 1,05 \cdot 1,08 = 325,46$$

Существующая воздушная линия 220 кВ Хани — Чара №1(2) выполнена проводом марки АС-300/39, для которого установлено значение длительно допустимого тока на уровне 710 А.

Для данного района по условиям гололёдообразования и при использовании металлических опор экономически обоснованный диапазон токовых нагрузок составляет до 140 А. В целях упрощения и с учётом соответствия параметрам действующей сети в качестве базового варианта для проектируемых участков ЛЭП принят этот же тип провода.

Одним из важных условий проектирования является проверка режимов работы линии в аварийной ситуации. В частности, необходимо убедиться, что расчётный ток в послеаварийном режиме не превышает допустимые значения для выбранного провода. Для этого рассматривается сценарий, при котором

одна из двухцепных линий выводится из работы, и вся передаваемая мощность перераспределяется на оставшуюся в работе цепь.

Таблица 29 – Таблица сечений проектируемых и реконструируемых ЛЭП

Участок	Марка провода	Максимальный ток $I_{\max}$, А	Расчетный ток I_p , А	Длительно допустимый ток $I_{д.д}$, А
ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка	АС 300/39	287	325,46	710
ВЛ 220 кВ Золотинка – Чара	АС 300/39	226	256,28	710
ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборный	АС 240/32	204	231,34	600
ВЛ 10 кВ Хани – Золотинка (для питания ЦСН)	АС 50/8	18,9	19,4	210

На основании выполненных расчётов сечений проводов воздушных линий установлено, что текущая пропускная способность ЛЭП не полностью задействована. В связи с этим принято решение оставить в эксплуатации существующие провода без их замены. Окончательный выбор варианта для дальнейшей проработки будет осуществлён на этапе технико-экономического анализа, который позволит определить наиболее рациональное и эффективное проектное решение.

4.14 Выводы

В результате технической проработки выбранных вариантов развития электрической сети Республики Саха (Якутия), связанных с подключением переключательного пункта 220 кВ Золотинка и подстанции 220 кВ Таборный, сформирован перечень основного оборудования для рассматриваемого участка сети.

Применение программно-вычислительного комплекса RastrWin3 для моделирования электрической сети позволило провести тщательные расчёты токов короткого замыкания на РУ 220 кВ рассматриваемого переключательного пункта. Эти расчёты послужили важным основанием для выбора основного оборудования, включая выключатели, разъединители, измерительные преобразователи тока и напряжения, что в свою очередь обеспечивает надёжность и безопасность эксплуатации данного энергетического объекта.

Кроме того, вычисления охватили реконструируемые и проектируемые участки воздушных линий напряжением 220 кВ, что способствовало более детальному определению необходимых технических решений при рассмотрении вопроса о реконструкции электрической сети.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220 КВ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Одним из ключевых этапов при разработке инженерных решений в электроэнергетике является анализ экономической целесообразности предлагаемых мероприятий. Получение объективной оценки экономической эффективности позволяет не только обосновать выбор наиболее рационального варианта развития электрической сети, но и спрогнозировать долгосрочные финансовые результаты реализации проекта.

В данной главе представлены результаты расчёта основных показателей экономической эффективности проектных решений, включая чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс доходности дисконтированный (ИДД). Эти показатели позволяют учитывать временную стоимость денег, обеспечивая более точное сравнение капитальных вложений и будущих денежных потоков на протяжении всего жизненного цикла проекта.

Расчёт ЧДД даёт представление о совокупном экономическом эффекте от реализации проекта с учётом фактора дисконтирования, а значение ИДД используется для оценки относительной выгодности инвестиций — то есть соотношения полученных выгод к понесённым затратам. Оба показателя являются стандартными критериями в инвестиционном анализе и широко применяются при технико-экономическом обосновании проектов в энергетике.

Проведённые расчёты позволили не только определить степень экономической привлекательности рассматриваемого проекта развития электрической сети 220 кВ, но и выбрать наиболее рентабельный вариант модернизации с точки зрения долгосрочной перспективы и устойчивости энергосистемы.

5.1 Чистый дисконтированный доход за расчетный период

Экономическая выгода от внедрения выбранного варианта определяется, в том числе, за счёт увеличения объёмов отпуска электроэнергии потребителям. Эффект от реализации проекта рассчитывается с учётом дополнительной выручки, которая будет получена благодаря повышению пропускной способности сети и надёжности электроснабжения. Для первого варианта расчёт выполняется по соответствующей формуле, учитывающей годовой прирост продаж электроэнергии и тарифы на её передачу.

$$O = W_{год} \cdot T_9 \quad (63)$$

где $W_{год}$ – переданная за год электроэнергия, кВт;

T_9 – двухставочный тариф на транспорт электроэнергии по сетям ЕНЭС, принимается 1/12 годовой величины для расчёта динамического срока окупаемости (принимается равным 3,76 руб./МВт·ч) [28].

$$W_{год} = P \cdot T_{max} \quad (64)$$

где P – суммарная активная передаваемая мощность транзита через проектируемую ПП 220 кВ Золотинка, МВт;

T_{max} – число часов максимальной нагрузки в году, принимается 6000 часов.

$$W_{год} = 93 \cdot 6000 = 558000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O = 558000 \cdot 3,76 = 2098,08 \text{ млн.руб.}$$

Издержки в первый год работы проекта:

$$I = I_2 - I_{ам2} \quad (65)$$

$$I = 362,6 - 75,69 = 286,91 \text{ млн. руб.}$$

Чистая годовая прибыль:

$$P_{год} = O - I \quad (66)$$

$$P_{год} = 2098,08 - 286,91 = 1811,17 \text{ млн.руб.}$$

Налог на прибыль:

$$H = 0,24 \cdot P_{год};$$

$$H = 0,24 \cdot 1811,17 = 434,68 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения в первый год принято брать равными одной третьей суммарных капитальных вложений, и они равны 434,68 млн.руб.

Длительность расчетного периода для расчета ЧДД принято брать равным двадцати годам.

ЧДД в первый год реализации проекта:

$$ЧДД_1 = (-I - Kt_1) / (1 + E) \quad (67)$$

$$ЧДД_1 = -1532,4 \text{ млн.руб.}$$

График ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

5.2 Дисконтированный срок окупаемости

Расчёт дисконтированного срока окупаемости выполнен с использованием программно-вычислительного комплекса MathCAD 15. В рамках моделирования также построен график чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который позволил графически определить момент достижения проектом положительного финансового эффекта [31].

Под дисконтированным сроком окупаемости понимается временной интервал от начала реализации проекта до наступления момента, когда накопленный чистый дисконтированный доход становится неотрицательным и остаётся таковым на протяжении остального расчётного периода. Данный показатель учитывает временную стоимость денег и позволяет оценить период, необходимый для возмещения инвестиционных затрат с учётом фактора инфляции и альтернативной доходности.

На рисунке 20 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

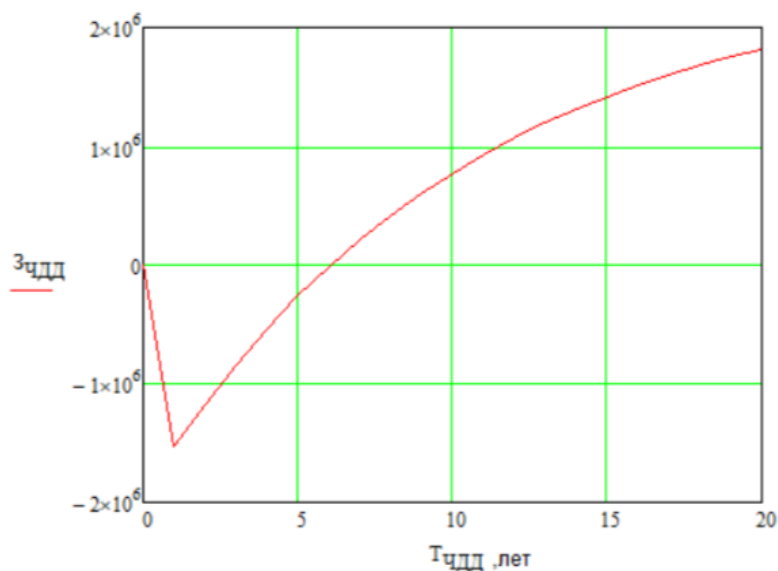


Рисунок 20 -График ЧДД при строительстве ПП 220 кВ Золотинка

Анализ графика чистого дисконтированного дохода (ЧДД) позволяет установить, что дисконтированный срок окупаемости проекта составляет 6 лет, что соответствует установленным нормативам и указывает на

экономическую целесообразность реализации проекта. Полученное значение демонстрирует умеренную продолжительность периода возврата инвестиций, что является приемлемым для инфраструктурных проектов в электроэнергетике.

Следует учитывать, что при расчёте капитальных вложений в рамках данной магистерской диссертации учитывались только основные элементы оборудования. Полный объём затрат, связанный с реконструкцией подстанции — включающий второстепенные, но необходимые компоненты (устройства релейной защиты, систему автоматики, контрольно-измерительные приборы, кабельные соединения, заземляющие устройства и т.д.) — не был учтён. Таким образом, в реальных условиях срок окупаемости может быть несколько больше рассчитанного значения, что необходимо учитывать при подготовке технико-экономического обоснования на стадии проектного финансирования.

5.3 Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)

Индекс доходности дисконтированный (ИДД) необходим для оценки эффективности проекта за срок его реализации с учётом фактора времени. Он рассчитывается как отношение суммы дисконтированных доходов к сумме дисконтированных затрат. Если ИДД больше единицы, то проект считается экономически эффективным.

Определим ИДД, рассчитав его по формуле:

$$ИДД = (ЧДД_{20} / K) + 1 \quad (68)$$

$$ИДД = \frac{1,587 \cdot 10^7}{1,514 \cdot 10^6} + 1 = 11,482$$

ИДД больше единицы, а следовательно, проект экономически эффективен.

5.4 Выводы

В результате проведённого технико-экономического анализа были рассчитаны ключевые показатели эффективности инвестиционных решений: чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИДД), а также величина экономического ущерба для рассматриваемых вариантов развития электрической сети напряжением 220 кВ. Полученные данные позволили оценить каждый вариант с точки зрения финансовой целесообразности и степени влияния на надёжность электроснабжения потребителей.

Анализ значений ЧДД показал, что все исследуемые варианты характеризуются положительной экономической эффективностью, что свидетельствует об их потенциальной прибыльности. Однако различия в абсолютных значениях ЧДД позволяют выделить более предпочтительные направления с точки зрения суммарного финансового эффекта за расчётный период.

Рассчитанный индекс доходности (ИДД) дал возможность сравнить варианты по критерию отдачи на единицу инвестиций. Наиболее высокий ИДД соответствует варианту с относительно меньшими капитальными вложениями и стабильным уровнем доходов, что делает его привлекательным с точки зрения рентабельности.

Оценка экономического ущерба, вызванного недоотпуском электроэнергии, позволила выявить варианты, демонстрирующие более высокую степень устойчивости в условиях аварийных и послеаварийных режимов. Уровень ущерба может быть использован как важный фактор при последующем анализе надёжности и качества электроснабжения.

Таким образом, представленные расчёты формируют основу для дальнейшего сравнительного анализа и принятия обоснованного решения по выбору оптимального варианта развития электрической сети. Полученные результаты могут быть использованы в качестве входных данных для

многокритериальной оценки проектных решений на следующем этапе исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации проведено исследование развития электрической сети напряжением 220 кВ на территории Республики Саха (Якутия), связанное с проектированием и подключением переключательного пункта 220 кВ Золотинка. Работа соответствует современным векторам развития цифровизации электроэнергетических систем и направлена на повышение надёжности, устойчивости и эффективности функционирования энергосистемы при растущих нагрузках и сложных климатических условиях.

При разработке и дальнейшем сравнении нескольких вариантов развития сети был выбран наиболее экономически обоснованный. Его реализация позволяет достичь снижения суммарных приведённых затрат на 10,45% по сравнению с альтернативными решениями, сократить издержки годовые потери активной мощности на 7,8% технологический ущерб от недоотпуска электроэнергии на 7%, а также обеспечить срок окупаемости проекта – 6 лет. Применение цифровых технологий повысило уровень наблюдаемости и управляемости сетью, снизило вероятность отказов оборудования и позволило создать единое информационное пространство управления.

Особое место в исследовании заняло обоснование применения цифровых и инновационных решений, направленных на цифровизацию и повышение уровня наблюдаемости сети. Было показано, что их внедрение позволяет значительно улучшить качество эксплуатации и снизить вероятность отказов оборудования.

Кроме того, обоснована схема распределительного устройства переключательного пункта 220 кВ Золотинка, а также выбрано первичное оборудование, соответствующее действующим техническим требованиям и условиям эксплуатации.

Полученные результаты исследования могут быть применены в проектах развития энергосистемы Якутии, обеспечивая устойчивое развитие электроэнергетики и повышение качества электроснабжения потребителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. RastrWin TKZ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> (дата обращения 24.04.2025).
2. Smart Metering в концепции Smart Grid [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1316.pdf (дата обращения 17.04.2025).
3. Б. Н. Неклепаев. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев Учебник для вузов - 2-е изд. М. Энергоатомиздат, 2013. - 640 с.
4. Стандарт МЭК-61850 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf (дата обращения 19.05.2025).
5. Корпоративный профиль МЭК-61850. СТО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-25.040.30.309-2020.pdf (дата обращения 26.05.2025).
6. Калькулятор инфляции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.statbureau.org/ru/russia/inflation-calculators> (дата обращения 24.04.2025).
7. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.- 256 с. (Серия «Учебники НГТУ»).
8. Ключевая ставка Банка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/ (дата обращения 24.05.2025).
9. Учебное пособие Н. В. Савина, Л.А. Мясоедова, Ю.В. Мясоедов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/10653.pdf (дата обращения 28.04.2025).
10. ГОСТ-15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия

[Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения 28.04.2025).

11. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 24 с.

12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energopostavkabel.ru/katalog-produktsii/as-http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 28.04.2025).

13. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2003. – 280с.

14. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 N 81 (ред. от 28.12.2020) "Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.03.2019 N 54199). 2019. – с 35.

15. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293776/4293776477.pdf> (дата обращения 21.04.2025).

16. Районы по ветровому давлению и гололеду [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vols.expert/useful-information/rayonyi-vetrovogo-davleniya-i-gololeda-po-gorodam-soglasno-pue-7/> (дата обращения 09.04.2025).

17. РГ-220 (УХЛ1) разъединители горизонтально-поворотного типа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv/ (дата обращения 21.05.2025).

18. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов

короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

19. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования, Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – с. 60

20. Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007 - 213с.

21. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения / ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – с. 21-30.

22. СТО 56947007- 29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.

23. СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения / ОАО «ФСК ЕЭС», 2019. – с. 6-11.

24. Трансформаторы тока и напряжения комбинированные ЦТТН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://all-pribors.ru/opisanie/70302-18-transformatory-toka-i-napryazheniya-kombinirovannye-tsifrovye-transformatory-toka-i-napryazheniya-kombinirovannye-tsifrovye> (дата обращения 11.04.2025).

25. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. ПАО «ФСК ЕЭС», 2011.

26. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

27. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередачи 6,10-750кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.

28. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий, ОАО «ФСК ЕЭС», 2013.

29. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293742/4293742951.pdf> (дата обращения 25.05.2025).

30. ГОСТ - 14209-95 Трансформаторы тока и напряжения. Справочные данные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 15.04.2025).

31. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 370 с.

32. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). -9-е изд., стер.- М.: Издательство МЭИ, 2004. – с. 792-793.

33. Савченко Д.А., Савина Н.В., Применение цифровых технологий при строительстве переключательных пунктов : [материалы конференции] // Сборник научных статей по итогам XXXIV научной конференции Амурского государственного университета «День науки – 2025» / Амурский гос. ун-т. — Благовещенск, 2025. — URL: https://amursu.ru/upload/iblock/825/g8dzoewoen0zx85h8wvt9vrb7ul4j71j/sbornik_den_nauki_2025.pdf (дата обращения: 05.10.2025).

34. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. СТО 56947007-29.240.01.271- 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.271-2019.pdf (дата обращения 16.04.2025).

35. Комплект карт ОСР-97 территории Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

http://neotec.ginras.ru/neomaps/M080_Russia_1997_Seism-region_Komplekt-kart-osr-97-territorii-rossiyskoy-federacii.html (дата обращения 15.05.2025).

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

37. ОПН-П-220 УХЛ1 - ЗЭУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg937-130818.pdf> (дата обращения 15.05.2025).

38. Постановление Правительства РФ №937. Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forca.ru/spravka/razryadniki-i-opn/opn-p-220-uhl1-zeu.html> (дата обращения 15.05.2025).

39. СТО 56947007- 29.240.068-2011. Длина пути утечки внешней изоляции электроустановок переменного тока классов напряжения 6-750 КВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.

40. Приказ №380 от 23 июня 2015 г. Министерство энергетики Российской Федерации. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://zefs-energo.ru/docum/potrb/Prikaz_380.pdf (дата обращения 15.05.2025).

41. ОАО «НТЦ электроэнергетики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ntc-power.ru/> (дата обращения 17.05.2023).

42. ПС-120В - Изолятор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kompleksenergo.ru/catalog/ps-120v/> (дата обращения 17.05.2025).

43. РД 34.20.574 «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными

установками»

44. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. — Изд. 4-е, перераб. и доп. — Ростов н/Д: ЮНИТИ-ДАНА, 2019. — 456 с. — Режим доступа: <https://www.elec.ru/files/2019/12/05/gerasimenko-aa-fedin-vt-peredacha-i-raspredelenie.PDF> (дата обращения: 08.04.2025).

45. ООО «Иновотек». Каталог продукции: шунтирующие реакторы класса напряжения 10–1150 кВ. — Москва, 2024. — Режим доступа: <https://invotek.energy/tpl/docs/catalog/7.-shuntiruyushhie-reaktoryi-klassa-napryazheniya-10-1150-kv.pdf> (дата обращения: 08.04.2025).

46. StatBureau.org. Калькулятор инфляции в России за период с 01.01.2012 по 01.04.2025. — Режим доступа: <https://www.statbureau.org/ru/russia/inflation-calculators?dateBack=2012-1-1&dateTo=2025-4-1&amount=1000> (дата обращения: 07.05.2025).

47. Powersystem.info. Справочные данные параметров ЛЭП. — Режим доступа: https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_ЛЭП#220_.D0.BA.D0.92 (дата обращения: 28.02.2025).

48. Официальное опубликование распоряжения Правительства РФ от 01.04.2024 № 1210008-р "О финансировании мероприятий по развитию электроэнергетики в Республике Саха (Якутия)". — Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/document/1401202412100008> (дата обращения: 08.04.2025).

49. Почвенные карты [Электронный ресурс] / ACLSX. — Режим доступа: <https://aclsx.ru/materialy/pochvennye-karty> (дата обращения: 08.03.2025).

50. Институт прикладных исследований Республики Саха (Якутия). Почвенные карты и данные. — Якутск: МПИ ЯНЦ СО РАН, 2024. — Режим доступа: <https://www.mpi.ysn.ru/ru/karty> (дата обращения: 11.04.2025).

51. Климатические нагрузки на энергетические объекты. — Режим доступа: <https://ese.pro/tools/klimaticheskie-nagruzki/> (дата обращения: 08.04.2025).

52. РусГидро сдвигает срок ввода II очереди Нерюнгринской ГРЭС в Якутии [Электронный ресурс] / ИТЭК. — 2023. — Режим доступа: <https://itek.ru/news/rusgidro-sdvigaet-srok-vvoda-ii-ocheredi-nerjungrinskoj-gres-v-yakutii/> (дата обращения: 16.04.2025).

53. Hitachi Construction Machinery. Продукция. Горнодобывающая промышленность. Wenco. — Режим доступа: <https://www.hitachicm.ru/produkcija/gornodobyvayuschaya-promyshlennost/wenco/> (дата обращения: 17.05.2025).

54. Карта грозовой активности [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://ezetek.ru/poleznye-stati/karta-grozovoj-aktivnosti> (дата обращения: 01.04.2025).

55. ЯГГ-220: комплектное распределительное устройство элегазовое : [Электронный ресурс] / АО ВО «Электроаппарат». — URL: <https://elektroapparat.ru/products/krue/krue-220/> (дата обращения: 05.05.2025).

56. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. // Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» -2020 - [сайт] – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.299-2020.pdf (дата обращения: 19.02.2025)

57. Лобов, Б. Н., Лызарь, И. О., Левчук, В. Э. Понятие «Цифровая подстанция» // Электронный журнал ДГТУ Молодой исследователь дон. - 2020 г., - 4 с. - [сайт] – URL: https://mid-journal.ru/upload/iblock/332/9_1113-Lobov_49_52.pdf (дата обращения: 11.02.25)

58. V.D. Lebedev, A.A. Yablokov, “Studies in electromagnetic compatibility of optical and digital current and voltage transformers,” IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering (MSE), 2017, DOI: 10.1088/1757-899X/177/1/012099. (дата обращения: 19.02.2025)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)

1. Нормальный режим

Раздел «Узлы»

	Тип	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V
1.	Нагр	НГРЭС 220 кВ	220	191,3	-56,5	0	0	0	0	0	235,32
2.	Нагр	НГРЭС Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	225,64
3.	Нагр	НГРЭС Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	225,64
4.	Нагр	НГРЭС 110 кВ 1	110	40	5,2	0	0	0	0	0	112,86
5.	Нагр	НГРЭС 110 кВ 2	110	40	5,2	0	0	0	0	0	112,86
6.	Нагр	НГРЭС 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	35,87
7.	Нагр	НГРЭС 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	35,87
8.	Ген	ТГ 1	15,75	14,57	11,65	210	55,16	16	-34,3	138	16
9.	Нагр	ТГ 2	15,75	0,51	0,40	0	0	16	0	0	16,12
10.	Ген-	ТГ 3	15,75	14,72	11,78	180	-34,3	16	-34,3	149,3	16,20
11.	Нагр	Тында	220	22	5,7	0	-36,68	237	-100	0	243,46
12.	Нагр	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	242,96
13.	Нагр	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	242,96
14.	Нагр	Тында 110 кВ 1	110	8,1	1	0	0	0	0	0	121,46
15.	Нагр	Тында 110 кВ 2	110	8,1	1	0	0	0	0	0	121,46
16.	Нагр	Тында 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	38,63
17.	Нагр	Тында 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	38,631
18.	Нагр	Хорогочи	220	4,2	4	0	0	0	0	0	246,74
19.	Нагр	Лопча	220	1,8	1	0	0	0	0	0	249,40
20.	Нагр	Юктали	220	3,8	1,6	0	0	0	0	0	249,00
21.	Нагр	Олекма	220	0,1	0,1	0	0	0	0	0	246,37
22.	Нагр	Хани	220	4,6	1,6	0	-9,1	0	0	0	243,95
23.	Нагр	Чара	220	31,6	30,7	0	-50	0	0	0	236,01
24.	Нагр	ПП Нагорный	220	0,3	0,4	0	0	0	0	0	240,34
25.	База	Сковородино	220	143,9	14	215,76	-7,42	242	0	0	242
26.	Нагр	Сковородино Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	239,13
27.	Нагр	Сковородино Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	239,13
28.	Нагр	Сковородино 110 кВ 1	110	20,6	2,8	0	0	0	0	0	119,47
29.	Нагр	Сковородино 110 кВ 2	110	43,1	7,7	0	0	0	0	0	119,47
30.	Нагр	Сковородино 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	38,02
31.	Нагр	Сковородино 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	38,02
32.	Нагр	Даурия ВН 1	220	0	0	0	0	0	0	0	242,06
33.	Нагр	Даурия ВН 2	220	0	0	0	0	0	0	0	242,06
34.	Нагр	Оп.1	220	0	0	0	0	0	0	0	246,37

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)

Раздел «Ветви»

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	I max
1.	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	170,62
2.	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	169,83
3.	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	
4.	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	170,62
5.	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	169,8
6.	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	
7.	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	517,438
8.	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	8,12
9.	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	19,64
10.	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	19,39
11.	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	1,67
12.	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	
13.	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	19,39
14.	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	1,67
15.	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
16.	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	
17.	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	78,29
18.	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	77,99
19.	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
20.	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	78,29
21.	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 - Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	77,99
22.	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 - Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
23.	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 - Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	55,639
24.	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 - Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
25.	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	-475,2	9	0	158,345
26.	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	147,71

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)

27.	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный - Тында	10,6	45,58	-279,84	5,3	0	123,55
28.	ЛЭП	11	25	Тында - Сковородино	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	44,383
29.	ЛЭП	11	32	Тында - Даурия ВН 1	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	43,82
30.	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 - Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	44,542
31.	ЛЭП	11	18	Тында - Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	106,7
32.	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	-229,68	4,35	0	85,66
33.	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	-422,4	8	0	108,429
34.	ЛЭП	19	22	Лопча - Хани	28	120,4	-739,2	14	0	80,912
35.	ЛЭП	19	20	Лопча - Юктали	14,6	62,78	-385,44	7,3	0	63,201
36.	ЛЭП	20	34	Юктали - Оп.1	8,6	36,98	-227,04	4,3	0	63,158
37.	ЛЭП	34	21	Оп.1 - Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	0,33
38.	ЛЭП	34	22	Оп.1 - Хани	4,9	21,07	-129,36	2,45	0	77,58
39.	ЛЭП	22	23	Хани - Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	105,92
40.	ЛЭП	22	23	Хани - Чара	12,5	53,75	-330	0	0	106,077
41.	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 - Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	43,821
42.	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 - ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	133,1
43.	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 - ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	4,19
44.	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	434,19

2) Отключение ВЛ 220 кВ Тында - Лопча при ремонте ВЛ 220 кВ

Лопча – Хани

Раздел «Узлы»

№	Тип	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
1	Нагр	НГРЭС 220 кВ	220	191,3	-56,5	0	0	0	0	0	231,06
2.	Нагр	НГРЭС Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	221,95
3.	Нагр	НГРЭС Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	221,95
4.	Нагр	НГРЭС 110 кВ 1	110	40	5,2	0	0	0	0	0	111,01
5.	Нагр	НГРЭС 110 кВ 2	110	40	5,2	0	0	0	0	0	111,01
6.	Нагр	НГРЭС 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	35,29
7.	Нагр	НГРЭС 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	35,29
8.	Ген	ТГ 1	15,75	14,57	11,65	210	62,47	16	-34,3	138	16
9.	Нагр	ТГ 2	15,75	0,51	0,41	0	0	16	0	0	15,85
10.	Ген-	ТГ 3	15,75	14,72	11,78	180	-23,62	16	-34,3	149,3	16
11.	Нагр	Тында	220	22	5,7	0	-36,68	237	-100	0	236,63
12.	Нагр	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	236,11
13.	Нагр	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	236,11
14.	Нагр	Тында 110 кВ 1	110	8,1	1	0	0	0	0	0	118,03

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)

15.	Нагр	Тында 110 кВ 2	110	8,1	1	0	0	0	0	0	118,03
16.	Нагр	Тында 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	37,54
17.	Нагр	Тында 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	37,54
18.	Нагр	Хорогочи	220	4,2	4	0	-25	0	0	0	238,08
19.	Нагр	Лопча	220	1,8	1	0	0	0	0	0	242,87
20.	Нагр	Юктали	220	3,8	1,6	0	0	0	0	0	247,15
21.	Нагр	Олекма	220	0,1	0,1	0	0	0	0	0	247,51
22.	Нагр	Хани	220	4,6	1,6	0	-10	0	0	0	246,85
23.	Нагр	Чара	220	31,6	30,7	0	0	0	0	0	244,82
24.	Нагр	ПП Нагорный	220	0,3	0,4	0	0	0	0	0	234,84
25.	База	Сковородино	220	143,9	14	214,43	27,97	240	0	0	240
26.	Нагр	Сковородино Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	237,10
27.	Нагр	Сковородино Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	237,11
28.	Нагр	Сковородино 110 кВ 1	110	20,6	2,8	0	0	0	0	0	118,45
29.	Нагр	Сковородино 110 кВ 2	110	43,1	7,7	0	0	0	0	0	118,45
30.	Нагр	Сковородино 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	37,69
31.	Нагр	Сковородино 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	37,69
32.	Нагр	Даурия ВН 1	220	0	0	0	0	0	0	0	239,99
33.	Нагр	Даурия ВН 2	220	0	0	0	0	0	0	0	239,99
34.	Нагр	Оп.1	220	0	0	0	0	0	0	0	247,51

Раздел «Ветви»

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	I max
1.	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	I max
2.	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	169,63
3.	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	168,88
4.	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	1,29
5.	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	169,63
6.	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	168,88
7.	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
8.	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	521,96
9.	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических
сетях Республики Саха (Якутии)

10.	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	20,20
11.	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	19,96
12.	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	8,38
13.	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	20,20
14.	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	19,96
15.	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
16.	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	
17.	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	
18.	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 10 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	78,96
19.	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	78,66
20.	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	
21.	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 - Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	78,96
22.	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 - Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	78,66
23.	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 - Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
24.	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 - Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	56,11
25.	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	-475,2	9	0	1,055
26.	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	146,61
27.	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный - Тында	10,6	45,58	-279,84	5,3	0	136,63
28.	ЛЭП	11	25	Тында - Сковородино	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	115,60
29.	ЛЭП	11	32	Тында - Даурия ВН 1	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	55,81
30.	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 - Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	55,81
31.	ЛЭП	11	18	Тында - Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	8,1
32.	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	-229,68	4,35	0	138,06
33.	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	-422,4	8	0	156,77
34.	ЛЭП	19	22	Лопча - Хани	28	120,4	-739,2	14	0	0
35.	ЛЭП	19	20	Лопча - Юктали	14,6	62,78	-385,44	7,3	0	0
36.	ЛЭП	20	34	Юктали - Оп.1	8,6	36,98	-227,04	4,3	0	133,01
37.	ЛЭП	34	21	Оп.1 - Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	96,83
38.	ЛЭП	34	22	Оп.1 - Хани	4,9	21,07	-129,36	2,45	0	0,32
39.	ЛЭП	22	23	Хани - Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	86,82
40.	ЛЭП	22	23	Хани - Чара	12,5	53,75	-330	0	0	51,78
41.	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 - Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	52,09
42.	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 - ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	7,97
43.	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 - ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	141,99
44.	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	4,2

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)

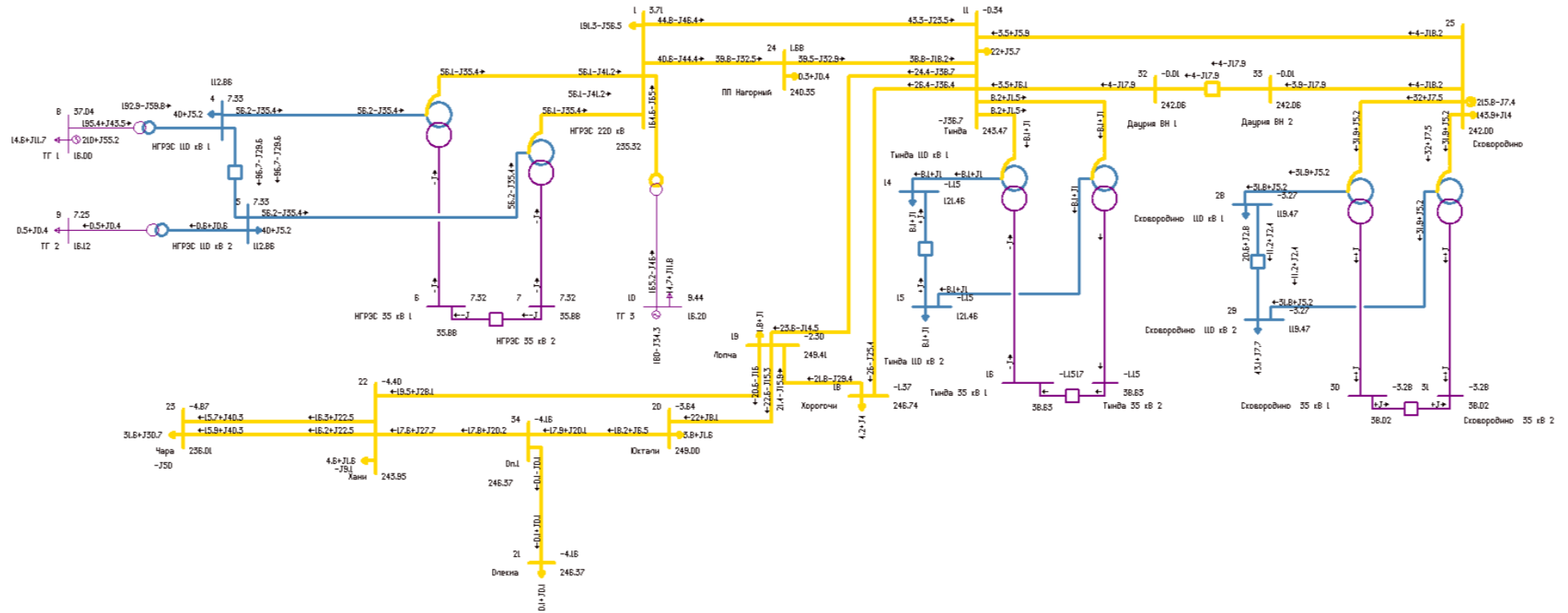
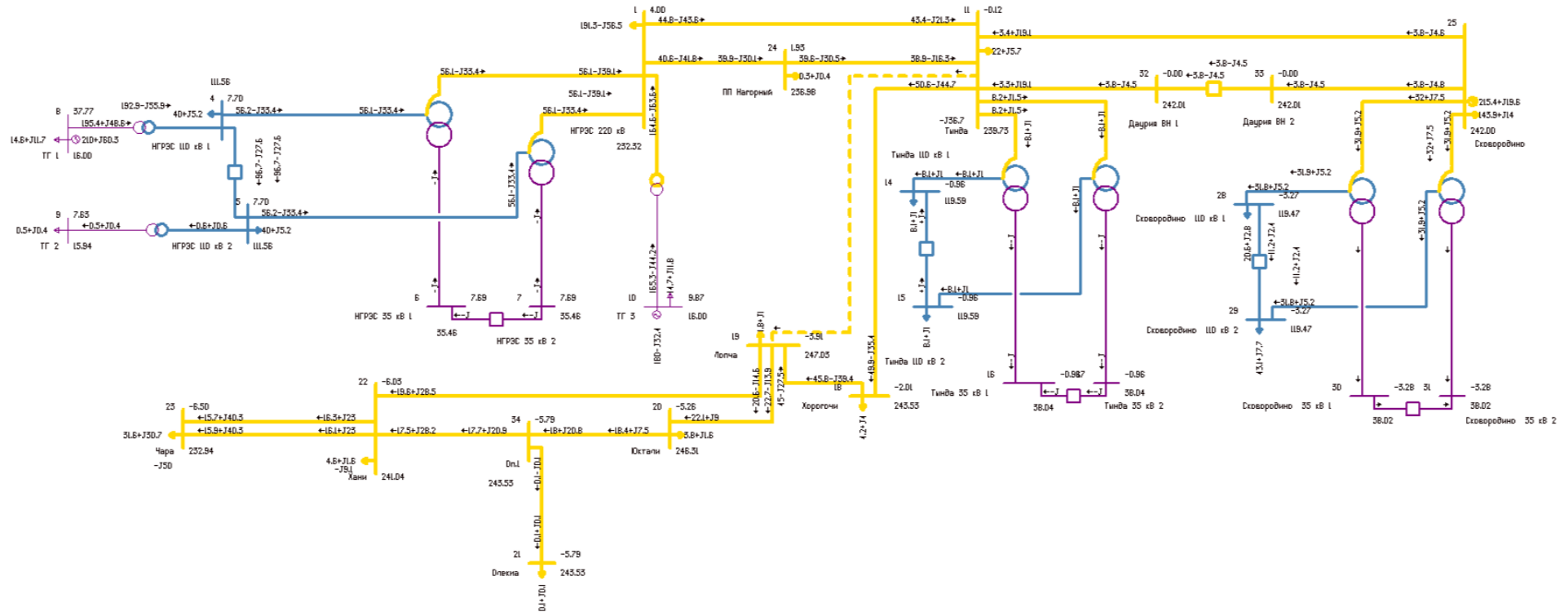


Схема нормального режима сети

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Республики Саха (Якутии)



Отключение ВЛ 220 кВ Тынды - Лопча при ремонте ВЛ 220 кВ Лопча -Хани

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт приведенных затрат в MathCad15

Базовые цены ВЛ к 2020 году

$$K_{0ВЛ2000} := 1485 \text{ тыс. руб}$$

Коэффициент инфляции к 2 кварталу 2025 года:

$$K_{инф} := 9.093$$

Длина проектируемых ВЛ 220 кВ:

$$l_1 := 72.4 \text{ км} \quad l_2 := 72.4 \text{ км}$$

Длина реконструируемых ВЛ 220 кВ:

$$l_{рек} := 1.1 \text{ км} \quad l_{рек} := 1.1 \text{ км}$$

Стоимость ВЛ к 2025 году:

$$K_{0ВЛ2025} := K_{0ВЛ2000} \cdot K_{инф} = 1.35 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Повышающий коэффициент для Республики Саха (Якутия):

$$K_{пов} := 1.012$$

Стоимость рассматриваемых проектируемых вариантов ВЛ 220 кВ:

$$K_{ВЛ1} := K_{пов} \cdot K_{0ВЛ2025} \cdot l_1 = 9.894 \times 10^5$$

$$K_{ВЛ2} := K_{пов} \cdot K_{0ВЛ2025} \cdot l_2 = 9.894 \times 10^5$$

Коэффициент, учитывающий демонтаж проводов ВЛ 220 кВ

$$k_{дем.пр.} := 0.75$$

Коэффициент, учитывающий демонтаж грозозащитного троса ВЛ 220 кВ

$$k_{дем.гт.} := 0.65$$

Коэффициент, учитывающий демонтаж стальных опор ВЛ 220 кВ

$$k_{дем.со} := 0.7$$

Стоимость демонтажа проводов ВЛ 220 кВ:

$$K_{пров.рек} := 12.11$$

Стоимость демонтажа грозозащитного троса 220 кВ:

$$K_{гт.рек} := 1.47$$

Стоимость демонтажа металлических опор ВЛ 220 кВ:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт приведенных затрат в MathCad15

$$K_{\text{оп.рек}} := 2.24$$

Примерная масса опор 220 кВ

$$m_{\text{оп}} := 12$$

Стоимость реконструкции рассматриваемых вариантов ВЛ 220 кВ:

$$K_{\text{рек.ВЛ1}} := K_{\text{инф}} \cdot (k_{\text{дем.пр.}} \cdot K_{\text{пров.рек}} \cdot l_{\text{рек}} + k_{\text{дем.гт.}} \cdot K_{\text{гт.рек}} \cdot l_{\text{рек}} + k_{\text{дем.со}} \cdot K_{\text{оп.рек}} \cdot m_{\text{оп}}) + K_{\text{пов}} \cdot K_{0\text{ВЛ}2025} \cdot l_{\text{рек}} = 1.53 \times 10^4$$

$$K_{\text{рек.ВЛ2}} := K_{\text{инф}} \cdot (k_{\text{дем.пр.}} \cdot K_{\text{пров.рек}} \cdot l_{\text{рек}} + k_{\text{дем.гт.}} \cdot K_{\text{гт.рек}} \cdot l_{\text{рек}} + k_{\text{дем.со}} \cdot K_{\text{оп.рек}} \cdot m_{\text{оп}}) + K_{\text{пов}} \cdot K_{0\text{ВЛ}2025} \cdot l_{\text{рек}} = 1.53 \times 10^4$$

Капитальные вложения для ВЛ 220 кВ

$$K_{\text{сх.ВЛ1}} := K_{\text{ВЛ1}} + K_{\text{рек.ВЛ1}} = 1.005 \times 10^6$$

$$K_{\text{сх.ВЛ2}} := K_{\text{ВЛ2}} + K_{\text{рек.ВЛ2}} = 1.005 \times 10^6$$

Капитальные вложения для ПП 220 кВ

Исходные данные:

$$k_{\text{пост1}} := 26000 \text{ тыс. руб} \quad k_{\text{пост2}} := 17000 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ру1}} := 111000 \text{ тыс. руб} \quad k_{\text{ру2}} := 75400 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку}} := 262.2 \text{ тыс. руб} \quad k_3 := 1.4$$

$$k_{\text{п}} := 2.55$$

Площадь отвода земли:

$$S_{\text{отз1}} := 1600 \text{ м}^2 \quad S_{\text{отз2}} := 1600 \text{ м}^2$$

Цена отвода земли:

$$\Pi_{\text{отз}} := 3.18 \text{ тыс. руб}$$

1 вариант

$$k_{\text{отз1}} := S_{\text{отз1}} \cdot \Pi_{\text{отз}} = 5.088 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку1}} := k_{\text{ку}} \cdot 2 = 524.4 \text{ тыс. руб}$$

2 вариант

$$k_{\text{отз2}} := S_{\text{отз2}} \cdot \Pi_{\text{отз}} = 5.088 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{\text{ку2}} := k_{\text{ку}} \cdot 2 = 524.4 \text{ тыс. руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПП:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15

$$k_{ПП1} := (k_{отз1} + k_{пост1} + k_{ру1} + k_{ку1}) \cdot k_{п} \cdot k_{з} = 5.091 \times 10^5$$

$$k_{ПП2} := (k_{отз2} + k_{пост2} + k_{ру2} + k_{ку2}) \cdot k_{п} \cdot k_{з} = 3.499 \times 10^5$$

Общие капитальные вложения на ЛЭП и ПС:

$$k_{сх1} := k_{ПП1} + K_{сх.ВЛ1} = 1.514 \times 10^6 \text{ тыс. руб}$$

$$k_{сх2} := k_{ПП2} + K_{сх.ВЛ2} = 1.355 \times 10^6 \text{ тыс. руб}$$

2) Расчет эксплуатационных издержек:

$$d_{НОВЛ1} := 0.008 \quad T_{\max} := 6000 \text{ ч/год}$$

$$d_{НОПС1} := 0.049 \quad I_{\max1} := 246 \text{ А}$$

$$T_{\text{ср}} := 20 \text{ лет} \quad \Delta P_{C1} := 0.014$$

$$r_0 := 0.121 \text{ Ом/км} \quad \Delta P_{\text{Мном1}} := 0.058$$

$$E_H := 0.21 \quad T_{\text{год}} := 8760 \text{ ч}$$

Амортизационные и эксплуатационные издержки:

1 вариант

$$И_{ЭиР1} := d_{НОВЛ1} \cdot K_{сх.ВЛ1} + d_{НОПС1} \cdot k_{ПП1} = 3.298 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{АМ1} := \frac{k_{сх1}}{T_{\text{ср}}} = 7.569 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

2 вариант

$$И_{ЭиР2} := d_{НОВЛ1} \cdot K_{сх.ВЛ2} + d_{НОПС1} \cdot k_{ПП2} = 2.518 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{АМ2} := \frac{k_{сх2}}{T_{\text{ср}}} = 6.773 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15

Издержки сетевой организации:

1 вариант $P_{эф} := 69.2$ $Q_{неск} := 2.8$

$$R_{Л1} := \frac{1}{2} \cdot r_0 \cdot l_1 = 4.38 \text{ Ом} \quad U_{ном} := 220 \text{ кВ}$$

$$\Delta W_{Л1} := \frac{P_{эф}^2 \cdot Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л1} \cdot T_{год} = 2.976 \times 10^4 \text{ МВт}$$

$$C_0 := 8.53$$

$$\Delta W_{сх1} := \Delta W_{Л1} = 2.976 \times 10^4 \text{ МВт}$$

$$И_{\Delta W, сх1} := \Delta W_{сх1} \cdot C_0 = 2.539 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{сх1} := И_{\Delta W, сх1} + И_{ЭиР1} + И_{АМ1} = 3.626 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

2 вариант

$$R_{Л2} := \frac{1}{2} \cdot r_0 \cdot l_2 = 4.38 \text{ Ом} \quad Q_{неск2} := 3.4$$

$$\Delta W_{Л2} := \frac{P_{эф}^2 \cdot Q_{неск2}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л2} \cdot T_{год} = 4.389 \times 10^4 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{сх2} := \Delta W_{Л2} = 4.389 \times 10^4 \text{ МВт}$$

$$И_{\Delta W, сх2} := \Delta W_{сх2} \cdot C_0 = 3.743 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{сх2} := И_{\Delta W, сх2} + И_{ЭиР2} + И_{АМ2} = 4.673 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$P_{сети} := 93 \text{ МВт} \quad q_{сети1} := 1.47 \times 10^{-2}$$

$$T_{нед} := 3458.9 \quad q_{сети2} := 1.587 \times 10^{-2}$$

$$Y_{нед1} := P_{сети} \cdot q_{сети1} \cdot T_{нед} = 4.729 \times 10^3$$

$$Y_{нед2} := P_{сети} \cdot q_{сети2} \cdot T_{нед} = 5.105 \times 10^3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15

3) Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

$$З_{\text{сх1}} := И_{\text{сх1}} + E_{\text{н}} \cdot k_{\text{сх1}} + Y_{\text{нед1}} = 6.852 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{\text{сх2}} := И_{\text{сх2}} + E_{\text{н}} \cdot k_{\text{сх2}} + Y_{\text{нед2}} = 7.568 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем вариант №1

Расчет ЧДД

$$K_{\text{ПС}} := k_{\text{сх1}} = 1.514 \times 10^6$$

$$И_{\text{ПС}} := И_{\text{сх1}} = 3.626 \times 10^5$$

$$T_{\text{стр}} := 1$$

$$K_{\text{год}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{стр}}} = 1.514 \times 10^6$$

$$И_{\text{год}} := \frac{И_{\text{ПС}}}{20} = 1.813 \times 10^4$$

$$P_{\text{max}} := 93$$

$$T_{\text{max}} = 6 \times 10^3$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} = 5.58 \times 10^5$$

$$Д := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{стоимость}} = 4.185 \times 10^5$$

$$З_1 := (-K_{\text{год}} - И_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -1.532 \times 10^6 \text{ тыс. руб}$$

$$З_2 := (Д - И_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = 3.64 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$З_3 := (Д - И_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 3.309 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$З_4 := (Д - И_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 3.008 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15

$$Z_3 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = 3.309 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_4 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 3.008 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_5 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 2.735 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_6 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 2.486 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_7 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 2.26 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_8 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 2.055 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_9 := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.868 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{10} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 1.698 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{11} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 1.544 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{12} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 1.403 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{13} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 1.276 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{14} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 1.16 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{15} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 1.054 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{16} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 9.585 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{17} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 8.713 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{18} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 7.921 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{19} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 7.201 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15

$$Z_{20} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 6.546 \times 10^4 \text{ тыс. руб}$$

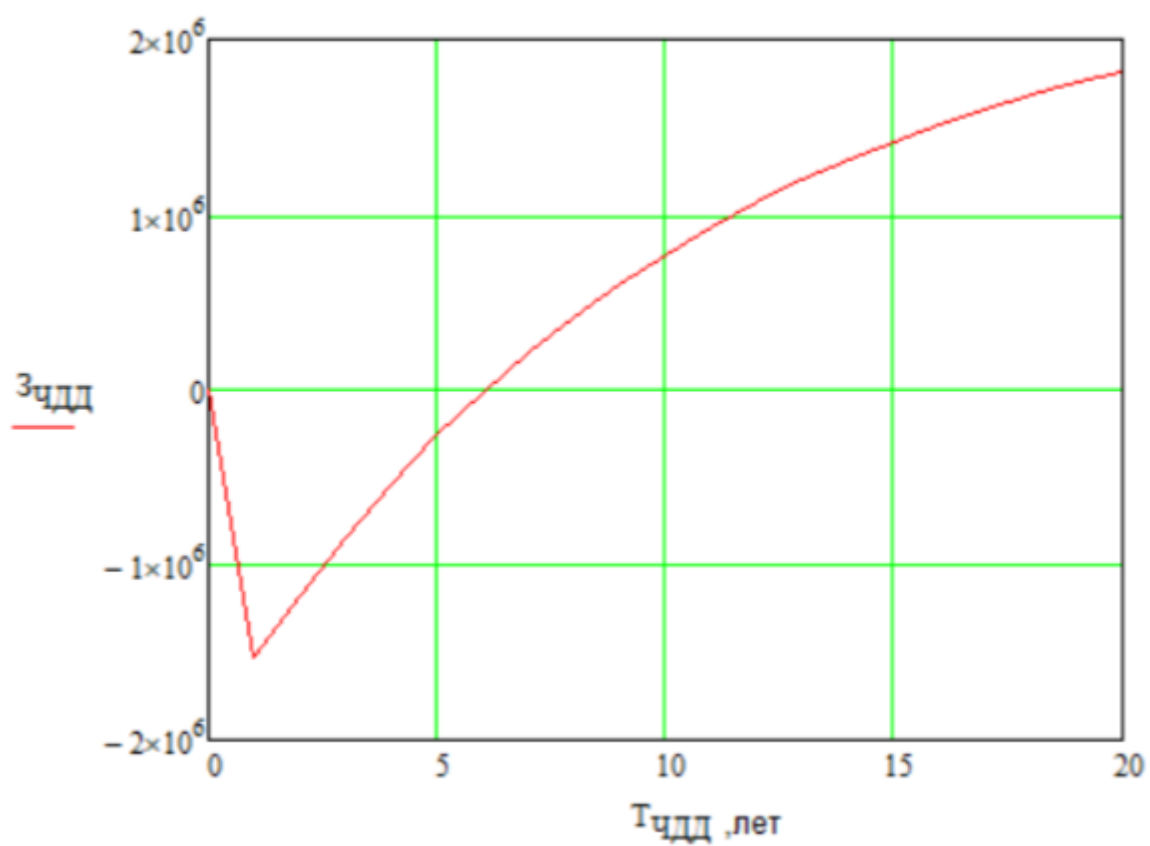
$$Z_{\text{чдд}10} := Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 + Z_{10} = 7.738 \times 10^5$$

$$Z_{\text{чдд}15} := Z_{\text{чдд}10} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14} + Z_{15} = 1.418 \times 10^6$$

$$Z_{\text{чдд}20} := Z_{\text{чдд}15} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18} + Z_{19} + Z_{20} = 1.817 \times 10^6$$

$T_{\text{чдд}} :=$	$\begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$	$Z_{\text{чдд}} :=$	$\begin{pmatrix} 0 \\ Z_1 \\ Z_1 + Z_2 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 \\ Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_7 + Z_8 + Z_9 \\ Z_{\text{чдд}10} \\ Z_{\text{чдд}10} + Z_{11} \\ Z_{\text{чдд}10} + Z_{11} + Z_{12} \\ Z_{\text{чдд}10} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} \\ Z_{\text{чдд}10} + Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} + Z_{14} \\ Z_{\text{чдд}15} \\ Z_{\text{чдд}15} + Z_{16} \\ Z_{\text{чдд}15} + Z_{16} + Z_{17} \\ Z_{\text{чдд}15} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18} \\ Z_{\text{чдд}15} + Z_{16} + Z_{17} + Z_{18} + Z_{19} \\ Z_{\text{чдд}20} \end{pmatrix}$
---------------------	--	---------------------	--

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт приведенных затрат в MathCad15



ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

Раздел «Узлы/Несим/ИД»:

№	Тип0	Наименование	Uном
1.	Тип0	Название	U ном
2.	зак	НГРЭС 220 кВ	220
3.	зак	НГРЭС Н1	220
4.	зак	НГРЭС Н2	220
5.	зак	НГРЭС 110 кВ 1	110
6.	зак	НГРЭС 110 кВ 2	110
7.	у	НГРЭС 35 кВ 1	35
8.	у	НГРЭС 35 кВ 2	35
9.	у	ТГ 1	15,75
10.	у	ТГ 2	15,75
11.	у	ТГ 3	15,75
12.	зак	Тында	220
13.	зак	Тында Н1	220
14.	зак	Тында Н2	220
15.	зак	Тында 110 кВ 1	110
16.	зак	Тында 110 кВ 2	110
17.	у	Тында 35 кВ 1	35
18.	у	Тында 35 кВ 2	35
19.	зак	Хорогочи	220
20.	зак	Лопча	220
21.	зак	Юктали	220
22.	зак	Олекма	220
23.	зак	Хани	220
24.	зак	Чара	220
25.	зак	ПП Нагорный	220
26.	зак	Сковородино	220
27.	зак	Сковородино Н1	220
28.	зак	Сковородино Н2	220
29.	зак	Сковородино 110 кВ 1	110
30.	зак	Сковородино 110 кВ 2	110
31.	у	Сковородино 35 кВ 1	35
32.	у	Сковородино 35 кВ 2	35
33.	зак	Даурия ВН 1	220
34.	зак	Даурия ВН 2	220
35.	зак	Оп.1	220
36.	зак	Золотинка 220 кВ 1	220
37.	зак	Золотинка 220 кВ 2	220
38.	зак	Золотинка 220 кВ 3	220
39.	зак	Золотинка 220 кВ 4	220
40.	зак	Таборный ВН1	220

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

Раздел «Ветви/Несим/ИД»:

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Kт/г
1.	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	1,23	11,81	1
2.	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5
3.	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159
4.	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	1,23	11,81	1
5.	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5
6.	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159
7.	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0
8.	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0
9.	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	0,85	5,95	1
10.	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5
11.	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195, 6	0	0	0,159
12.	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	0,85	5,95	1
13.	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5
14.	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195, 6	0	0	0,159
15.	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0
16.	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0
17.	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	0,85	5,95	1
18.	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5
19.	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195, 6	0	0	0,159
20.	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	0,85	5,95	1
21.	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 - Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

22.	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 - Сковородино 35 кВ 2	2,8	195, 6	0	0	0,159
23.	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 - Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0
24.	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 - Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0
25.	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	9	-475,2	0
26.	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,8 5	4,75	-250,8	0
27.	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный - Тында	10,6	45,5 8	5,3	- 279,8 4	0
28.	ЛЭП	11	25	Тында - Сковородино	15,5	66,6 5	7,75	-409,2	0
29.	ЛЭП	11	32	Тында - Даурия ВН 1	15,5	66,6 5	7,75	-409,2	0
30.	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 - Сковородино	0,2	0,86	0,1	-5,28	0
31.	ЛЭП	11	18	Тында - Хорогочи	7,5	32,2 5	3,75	-198	0
32.	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,4 1	4,35	- 229,6 8	0
33.	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	8	-422,4	0
34.	ЛЭП	19	22	Лопча - Хани	28	120, 4	14	-739,2	0
35.	ЛЭП	19	20	Лопча - Юктали	14,6	62,7 8	7,3	- 385,4 4	0
36.	ЛЭП	20	34	Юктали - Оп.1	8,6	36,9 8	4,3	- 227,0 4	0
37.	ЛЭП	34	21	Оп.1 - Олекма	0,1	0,43	0,05	-2,64	0
38.	ЛЭП	34	22	Оп.1 - Хани	4,9	21,0 7	2,45	-129,3	0
39.	ЛЭП	22	23	Хани - Чара	12,5	53,7 5	6,25	-330	0
40.	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 - Даурия ВН 2	0	0	0	0	0
41.	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 - ТГ 1	0,77	32,2	3,42	15,37	0,143

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

42.	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 - ТГ 2	0,77	32,2	3,42	15,37	0,143
43.	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	3,42	15,37	0,071
44.	ЛЭП	23	36	Чара - Золотинка 220 кВ 2	9,5	40,85	4,8	-250,8	0
45.	ЛЭП	22	35	Хани - Золотинка 220 кВ 1	3	12,9	1,5	-79,2	0
46.	ЛЭП	37	39	Золотинка 220 кВ 3 - Таборный ВН1	8,4	30,45	4,2	-196	0
47.	ЛЭП	38	40	Золотинка 220 кВ 4 - Таборный ВН2	8,4	30,45	4,2	-196	0
48.	Выкл	35	36	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 2	0	0	0	0	0
49.	Выкл	35	37	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 3	0	0	0	0	0
50.	Выкл	36	38	Золотинка 220 кВ 2 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0
51.	Выкл	37	38	Золотинка 220 кВ 3 - Золотинка 220 кВ 4					

Раздел «Генератор/Несим» для Точки КЗ К1:

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	1ф	36	1,119	1,119	1,119

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	2ф	36	1,19	-1,19	

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	3ф	36	1,99		

Раздел «Генератор/Несим» для Точки КЗ К2:

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	1ф	35	1,18	1,18	1,18

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	2ф	35	1,239	-1,239	

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	3ф	35	2,041		

Раздел «Генератор/Несим» для Точки КЗ К3:

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	1ф	38	1,07	1,07	1,07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт токов КЗ в ПВК RastrWin3

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	2ф	38	1,145	-1,145	

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	3ф	38	1,925		

Раздел «Генератор/Несим» для Точки КЗ К4:

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	1ф	37	1,075	1,075	1,075

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	2ф	37	1,159	-1,159	

№	№ сост	Тип	П 1	I1	I2	I3
1	1	3ф	37	1,936		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

1) Нормальный режим максимальных нагрузок

Раздел «Узлы»

№	Тип	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V
1	Нагр	НГРЭС 220 кВ	220	P_н	-56,5	0	0	0	0	0	231,988
2	Нагр	НГРЭС Н1	220	191,3	0	0	0	0	0	0	222,754
3	Нагр	НГРЭС Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	222,754
4	Нагр	НГРЭС 110 кВ 1	110	0	5,2	0	0	0	0	0	111,415
5	Нагр	НГРЭС 110 кВ 2	110	40	5,2	0	0	0	0	0	111,415
6	Нагр	НГРЭС 35 кВ 1	35	40	0	0	0	0	0	0	35,4179
7	Нагр	НГРЭС 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	35,4179
8	Ген	ТГ 1	15,75	0	11,65	210	60,888	16	-34,3	138	16
9	Нагр	ТГ 2	15,75	14,5	0,408	0	0	16	0	0	15,9149
10	Ген	ТГ 3	15,75	0,51	11,78	180	-30,08	16	-34,3	149,3	16
11	Нагр	Тында	220	14,7	5,7	0	-36,68	237	-100	0	238,911
12	Нагр	Тында Н1	220	22	0	0	0	0	0	0	238,402
13	Нагр	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	238,402
14	Нагр	Тында 110 кВ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	119,177
15	Нагр	Тында 110 кВ 2	110	8,1	1	0	0	0	0	0	119,177
16	Нагр	Тында 35 кВ 1	35	8,1	0	0	0	0	0	0	37,9059
17	Нагр	Тында 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	37,9059
18	Нагр	Хорогочи	220	0	4	0	0	0	0	0	239,841
19	Нагр	Лопча	220	4,2	1	0	0	0	0	0	240,084
20	Ген	Юктали	220	1,8	1,6	0	-10	230	-10	0	235,563
21	Нагр	Олекма	220	3,8	0,1	0	0	0	0	0	232,517
22	Ген+	Хани	220	0,1	1,6	0	-9,24	230	-15	0	230
23	Нагр	Чара	220	4,6	20,7	0	-30	0	0	0	223,489
24	Нагр	ПП Нагорный	220	61,6	0,4	0	0	0	0	0	236,411
25	База	Сковородино	220	0,3	14	274,1	13,011	242	0	0	242
26	Нагр	Сковородино Н1	220	143,9	0	0	0	0	0	0	239,134
27	Нагр	Сковородино Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	239,134
28	Нагр	Сковородино 110 кВ 1	110	0	2,8	0	0	0	0	0	119,47
29	Нагр	Сковородино 110 кВ 2	110	20,6	7,7	0	0	0	0	0	119,47
30	Нагр	Сковородино 35 кВ 1	35	43,1	0	0	0	0	0	0	38,022
31	Нагр	Сковородино 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	38,022
32	Нагр	Даурия ВН 1	220	0	0	0	0	0	0	0	242
33	Нагр	Даурия ВН 2	220	0	0	0	0	0	0	0	242
34	Нагр	Оп.1	220	0	0	0	0	0	0	0	232,517
35	Нагр	Золотинка 220 кВ 1	220	0	0	0	0	0	0	0	227,911

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

36	Нагр	Золотинка 220 кВ 2	220	0	0	0	-16	0	0	0	227,91
37	Нагр	Золотинка 220 кВ 3	220	0	0	0	0	0	0	0	227,91
38	Нагр	Золотинка 220 кВ 4	220	0	0	0	0	0	0	0	227,99
39	Нагр	Таборный ВН1	220	12	9,3	0	0	0	0	0	226,88
40	Нагр	Таборный ВН2	220	12	9,3	0	0	0	0	0	226,88

Раздел «Ветви»

№	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/r	I max
1	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	169,82
2	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	169,06
3	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	0
4	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	169,827
5	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	169,06
6	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	0
7	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	520,93
8	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	0
9	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	20,01
10	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	19,76
11	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	0
12	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	20,013
13	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	19,769
14	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	0
15	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	0
16	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	0
17	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	78,29
18	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	77,995

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

19	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
20	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	78,296
21	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 – Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	77,99
22	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 – Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	8
23	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 – Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	55,63
24	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 – Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	0
25	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	-475,2	9	0	152,96
26	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	142,60
27	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный – Тында	10,6	45,58	-279,8	5,3	0	120,040
28	ЛЭП	11	25	Тында – Сковородино	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	86,34
29	ЛЭП	11	32	Тында – Даурия ВН 1	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	85,54
30	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 – Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	81,03
31	ЛЭП	11	18	Тында – Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	146,03
32	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	-229,6	4,35	0	129,68
33	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	-422,4	8	0	144,50
34	ЛЭП	19	22	Лопча – Хани	28	120,4	-739,2	14	0	134,44
35	ЛЭП	19	20	Лопча – Юктали	14,6	62,78	-385,4	7,3	0	127,73
36	ЛЭП	20	34	Юктали – Оп.1	8,6	36,98	-227,4	4,3	0	118,54
37	ЛЭП	34	21	Оп.1 – Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	0,351
38	ЛЭП	34	22	Оп.1 – Хани	4,9	21,07	-129,3	2,45	0	124,120
39	ЛЭП	22	23	Хани – Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	111,558
40	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 – Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	80,842
41	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 – ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	139,97
42	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 – ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	
43	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	437,07
44	ЛЭП	23	36	Чара – Золотинка 220 кВ 2	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	94,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

45	ЛЭП	22	35	Хани – Золотинка 220 кВ 1	3	12,9	-79,2	1,5	0	150,02
46	ЛЭП	37	39	Золотинка 220 кВ 3 – Таборный ВН1	8,4	30,45	-196	4,2	0	38,65
47	ЛЭП	38	40	Золотинка 220 кВ 4 – Таборный ВН2	8,4	30,45	-196	4,2	0	38,65
48	Выкл	35	36	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 2	0	0	0	4,2	0	93,08
49	Выкл	35	37	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 3	0	0	0	0	0	58,81
50	Выкл	36	38	Золотинка 220 кВ 2 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	19,771
51	Выкл	37	38	Золотинка 220 кВ 3 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	30,936
52	Выкл	39	40	Таборный ВН1 - Таборный ВН2	0	0	0	0	0	0

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

38	Нагр	Золотинка 220 кВ 4	220	0	0	0	0	0	0	0	226,55
39	Нагр	Таборный ВН1	220	12	9,3	0	0	0	0	0	225,519
40	Нагр	Таборный ВН2	220	12,02	9,3	0	0	0	0	0	225,51

Раздел «Ветви»

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	I max
1	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	169,82
2	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	169,06
3	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	
4	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	169,82
5	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	169,06
6	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	
7	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	520,93
8	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
9	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	20,01
10	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	19,76
11	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
12	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	20,01
13	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	19,76
14	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
15	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
16	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	
17	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	78,29
18	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	77,99
19	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

20	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	78,29
21	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 – Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	77,995
22	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 – Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
23	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 – Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	55,6
24	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 – Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
25	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	-475,2	9	0	152,97
26	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	142,60
27	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный – Тында	10,6	45,58	-279,8	5,3	0	120,04
28	ЛЭП	11	25	Тында – Сковородино	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	86,629
29	ЛЭП	11	32	Тында – Даурия ВН 1	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	85,82
30	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 – Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	81,38
31	ЛЭП	11	18	Тында – Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	146,41
32	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	-229,6	4,35	0	130,07
33	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	-422,4	8	0	144,88
34	ЛЭП	19	22	Лопча – Хани	28	120,4	-739,2	14	0	134,72
35	ЛЭП	19	20	Лопча – Юктали	14,6	62,78	-385,4	7,3	0	127,97
36	ЛЭП	20	34	Юктали – Оп.1	8,6	36,98	-227,4	4,3	0	118,75
37	ЛЭП	34	21	Оп.1 – Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	0,351
38	ЛЭП	34	22	Оп.1 – Хани	4,9	21,07	-129,3	2,45	0	125,078
39	ЛЭП	22	23	Хани – Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	
40	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 – Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	81,2
41	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 – ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	1039,97
42	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 – ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	4,22
43	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	437,07
44	ЛЭП	23	36	Чара – Золотинка 220 кВ 2	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	214,01
45	ЛЭП	22	35	Хани – Золотинка 220 кВ 1	3	12,9	-79,2	1,5	0	246,59
46	ЛЭП	37	39	Золотинка 220 кВ 3 – Таборный ВН1	8,4	30,45	-196	4,2	0	38,86

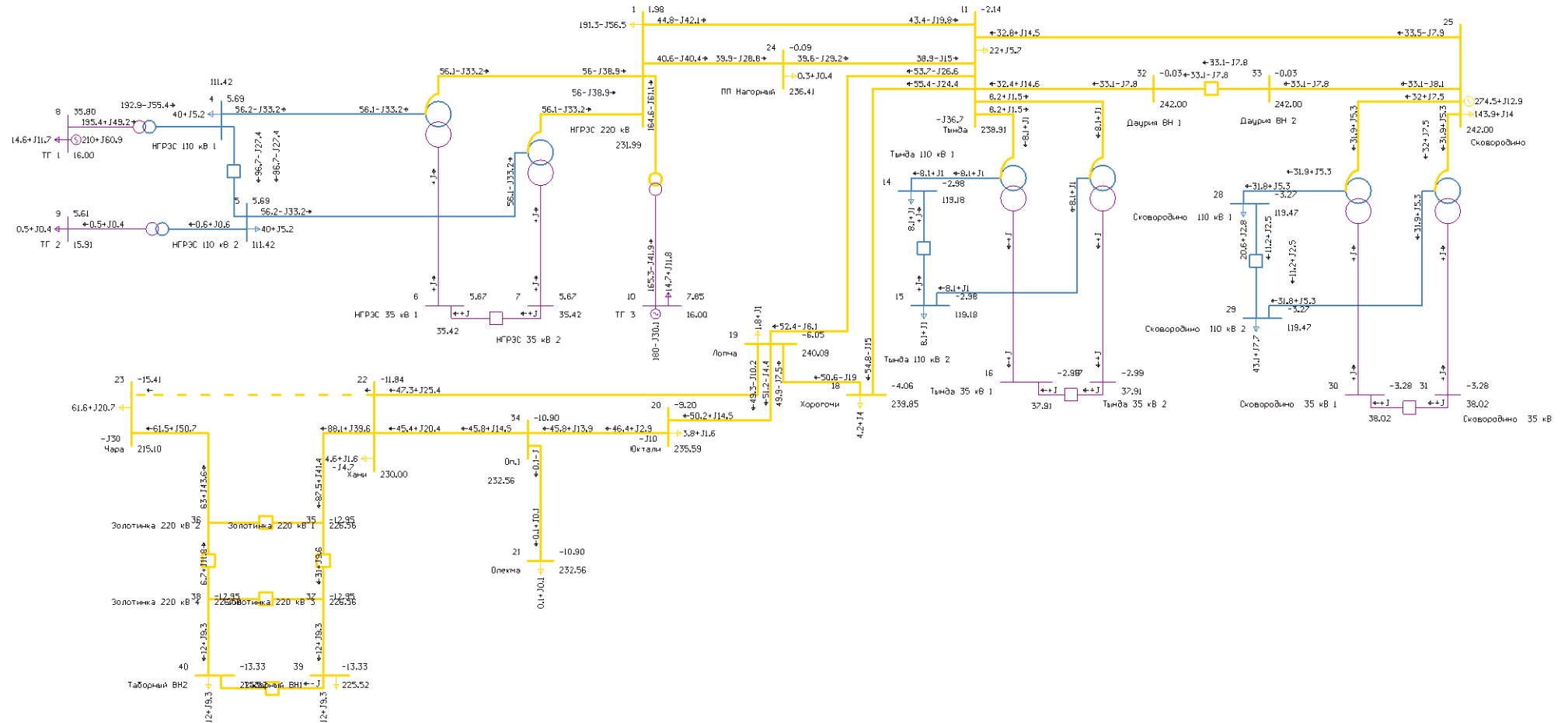
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

47	ЛЭП	38	40	Золотинка 220 кВ 4 – Таборный ВН2	8,4	30,45	-196	4,2	0	38,86
48	Выкл	35	36	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 2	0	0	0	4,2	0	165,14
49	Выкл	35	37	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 3	0	0	0	0	0	82,66
50	Выкл	36	38	Золотинка 220 кВ 2 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	34,66
51	Выкл	37	38	Золотинка 220 кВ 3 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	54,42
52	Выкл	39	40	Таборный ВН1 - Таборный ВН2	0	0	0	0	0	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка



Отключение ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка (послеаварийный режим максимальных нагрузок)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

38	Нагр	Золотинка 220 кВ 4	220	0	0	0	0	0	0	0	228,72
39	Нагр	Таборный ВН1	220	10,9	2,6	0	0	0	0	0	228,64
40	Нагр	Таборный ВН2	220	10,9	2,6	0	0	0	0	0	228,64

Раздел «Ветви»

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	I max
1	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	191,01
2	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	190,34
3	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	
4	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	191,01
5	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	190,35
6	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	
7	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	529,924
8	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
9	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	16,094
10	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	15,849
11	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
12	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	16,094
13	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	15,84
14	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
15	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
16	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	1
17	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	62,536
18	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	62,242
19	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
20	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	62,53

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

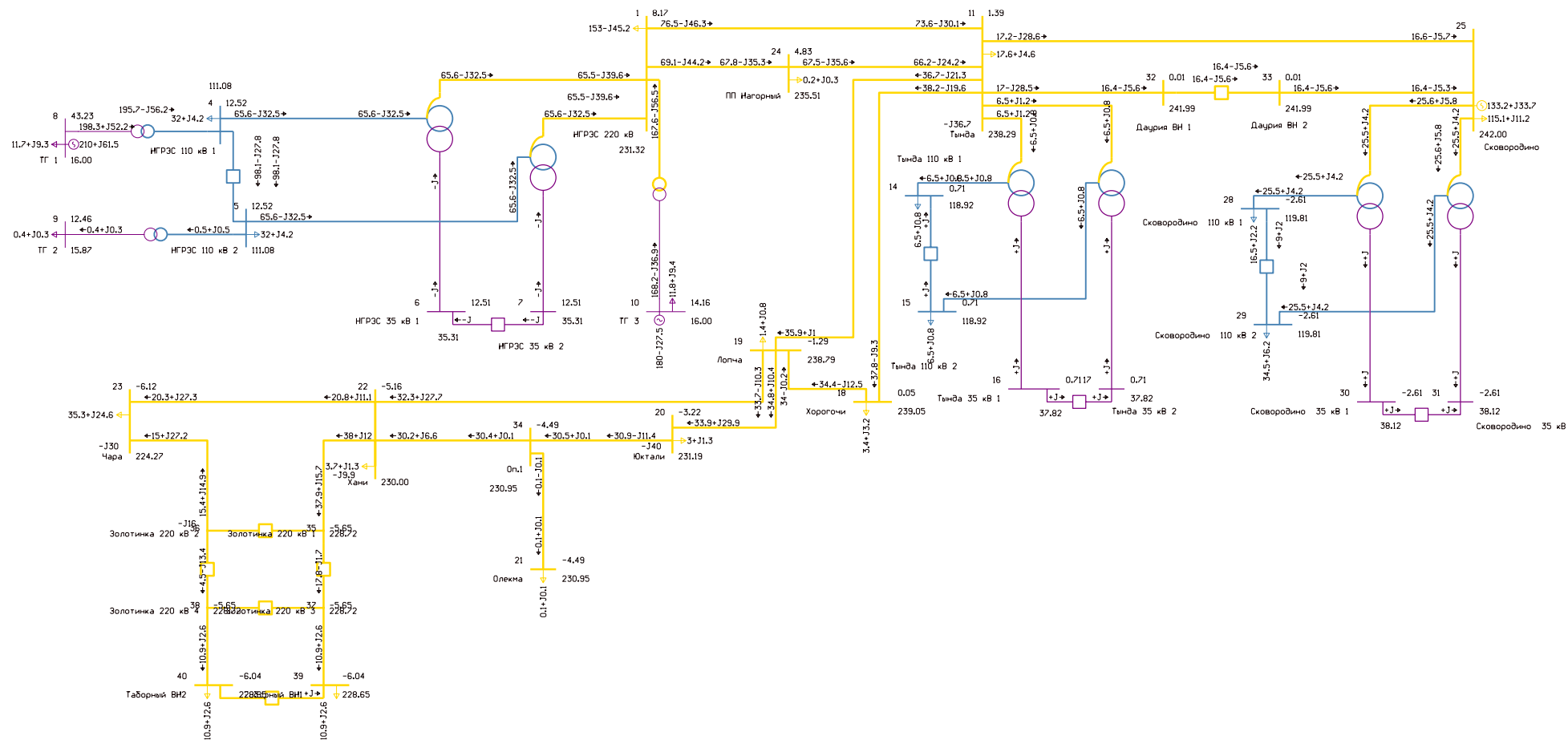
21	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 – Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	62,242
22	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 – Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
23	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 – Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	44,431
24	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 – Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
25	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	- 475,2	9	0	223,14
26	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	- 250,8	4,75	0	204,760
27	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный – Тында	10,6	45,58	- 279,8	5,3	0	187,07
28	ЛЭП	11	25	Тында – Сковородино	15,5	66,65	- 409,2	7,75	0	80,86
29	ЛЭП	11	32	Тында – Даурия ВН 1	15,5	66,65	- 409,2	7,75	0	80,4743
30	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 – Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	41,3660
31	ЛЭП	11	18	Тында – Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	104,05
32	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	- 229,6	4,35	0	88,411
33	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	- 422,4	8	0	102,925
34	ЛЭП	19	22	Лопча – Хани	28	120,4	- 739,2	14	0	106,83
35	ЛЭП	19	20	Лопча – Юктали	14,6	62,78	- 385,4	7,3	0	112,86
36	ЛЭП	20	34	Юктали – Оп.1	8,6	36,98	- 227,4	4,3	0	82,2124
37	ЛЭП	34	21	Оп.1 – Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	
38	ЛЭП	34	22	Оп.1 – Хани	4,9	21,07	- 129,3	2,45	0	77,631
39	ЛЭП	22	23	Хани – Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	87,630
40	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 – Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	41,365
41	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 – ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	1058,3
42	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 – ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	3,58
43	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	441,45
44	ЛЭП	23	36	Чара – Золотинка 220 кВ 2	9,5	40,85	- 250,8	4,75	0	80,01

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

45	ЛЭП	22	35	Хани – Золотинка 220 кВ 1	3	12,9	-79,2	1,5	0	103,54
46	ЛЭП	37	39	Золотинка 220 кВ 3 – Таборный ВН1	8,4	30,45	-196	4,2	0	34,01
47	ЛЭП	38	40	Золотинка 220 кВ 4 – Таборный ВН2	8,4	30,45	-196	4,2	0	34,00
48	Выкл	35	36	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 2	0	0	0	4,2	0	67,21
49	Выкл	35	37	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 3	0	0	0	0	0	45,13
50	Выкл	36	38	Золотинка 220 кВ 2 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	35,68
51	Выкл	37	38	Золотинка 220 кВ 3 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	22,332
52	Выкл	39	40	Таборный ВН1 - Таборный ВН2	0	0	0	0	0	

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка



Нормальный режим минимальных нагрузок

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

4) Отключение ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка (послеаварийный режим минимальных нагрузок)

Раздел «Узлы»

№	Тип	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V _{зд}	Q _{min}	Q _{max}	V
1	Нагр	НГРЭС 220 кВ	220	153	-45,2	0	0	0	0	0	231,12
2	Нагр	НГРЭС Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	221,90
3	Нагр	НГРЭС Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	221,90
4	Нагр	НГРЭС 110 кВ 1	110	32	4,16	0	0	0	0	0	110,99
5	Нагр	НГРЭС 110 кВ 2	110	32	4,16	0	0	0	0	0	110,99
6	Нагр	НГРЭС 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	35,282
7	Нагр	НГРЭС 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	35,282
8	Ген	ТГ 1	15,75	11,66	9,3	210	61,815	16	-34,3	138	16
9	Нагр	ТГ 2	15,75	0,41	0,33	0	0	16	0	0	15,858
10	Ген	ТГ 3	15,75	11,78	9,43	180	-26,12	16	-34,3	149,3	16
11	Нагр	Тында	220	17,6	4,56	0	-36,68	237	-100	0	237,80
12	Нагр	Тында Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	237,40
13	Нагр	Тында Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	237,40
14	Нагр	Тында 110 кВ 1	110	6,48	0,8	0	0	0	0	0	118,68
15	Нагр	Тында 110 кВ 2	110	6,48	0,8	0	0	0	0	0	118,68
16	Нагр	Тында 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	37,747
17	Нагр	Тында 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	37,741
18	Нагр	Хорогочи	220	3,36	3,2	0	0	0	0	0	238,24
19	Нагр	Лопча	220	1,44	0,8	0	0	0	0	0	237,61
20	Ген	Юктали	220	3,04	1,28	0	-30,75	230	-40	0	230
21	Нагр	Олекма	220	0,08	0,08	0	0	0	0	0	228,31
22	Ген+	Хани	220	3,68	1,28	0	0	230	-30	0	226,54
23	Нагр	Чара	220	35,28	24,56	0	-30	0	0	0	212,033
24	Нагр	ПП Нагорный	220	0,24	0,32	0	0	0	0	0	235,17
25	База	Сковородино	220	115,1	11,2	133,5	37,06	242	0	0	242
26	Нагр	Сковородино Н1	220	0	0	0	0	0	0	0	239,77
27	Нагр	Сковородино Н2	220	0	0	0	0	0	0	0	239,77
28	Нагр	Сковородино 110 кВ 1	110	16,48	2,24	0	0	0	0	0	119,81
29	Нагр	Сковородино 110 кВ 2	110	34,5	6,16	0	0	0	0	0	119,81
30	Нагр	Сковородино 35 кВ 1	35	0	0	0	0	0	0	0	38,124
31	Нагр	Сковородино 35 кВ 2	35	0	0	0	0	0	0	0	38,124
32	Нагр	Даурия ВН 1	220	0	0	0	0	0	0	0	241,98
33	Нагр	Даурия ВН 2	220	0	0	0	0	0	0	0	241,98
34	Нагр	Оп.1	220	0	0	0	0	0	0	0	228,31
35	Нагр	Золотинка 220 кВ 1	220	0	0	0	0	0	0	0	223,08
36	Нагр	Золотинка 220 кВ 2	220	0	0	0	-16	0	0	0	223,08

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

37	Нагр	Золотинка 220 кВ 3	220	0	0	0	0	0	0	0	223,08
38	Нагр	Золотинка 220 кВ 4	220	0	0	0	0	0	0	0	223,08
39	Нагр	Таборный ВН1	220	10,9	2,6	0	0	0	0	0	222,97
40	Нагр	Таборный ВН2	220	10,9	2,6	0	0	0	0	0	222,97

Раздел «Ветви»

№	Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	I max
1	Тр-р	1	2	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н1	0,3	59,2	11,81	1,23	1	191,013
2	Тр-р	2	4	НГРЭС Н1 - НГРЭС 110 кВ 1	0,3	0	0	0	0,5	190,34
3	Тр-р	2	6	НГРЭС Н1 - НГРЭС 35 кВ 1	0,6	131	0	0	0,159	
4	Тр-р	1	3	НГРЭС 220 кВ - НГРЭС Н2	0,3	59,2	11,81	1,23	1	191,013
5	Тр-р	3	5	НГРЭС Н2 - НГРЭС 110 кВ 2	0,3	0	0	0	0,5	190,34
6	Тр-р	3	7	НГРЭС Н2 - НГРЭС 35 кВ 2	0,6	131	0	0	0,159	
7	Выкл	4	5	НГРЭС 110 кВ 1 - НГРЭС 110 кВ 2	0	0	0	0	0	530,1
8	Выкл	6	7	НГРЭС 35 кВ 1 - НГРЭС 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
9	Тр-р	11	12	Тында - Тында Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	16,12
10	Тр-р	12	14	Тында Н1 - Тында 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	15,88
11	Тр-р	12	16	Тында Н1 - Тында 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
12	Тр-р	11	13	Тында - Тында Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	16,12
13	Тр-р	13	15	Тында Н2 - Тында 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	15,88
14	Тр-р	13	17	Тында Н2 - Тында 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
15	Выкл	14	15	Тында 110 кВ 1 - Тында 110 кВ 2	0	0	0	0	0	
16	Выкл	17	16	Тында 35 кВ 2 - Тында 35 кВ 1	0	0	0	0	0	
17	Тр-р	25	26	Сковородино - Сковородино Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	62,53
18	Тр-р	26	28	Сковородино Н1 - Сковородино 110 кВ 1	1,4	0	0	0	0,5	62,24
19	Тр-р	26	30	Сковородино Н1 - Сковородино 35 кВ 1	2,8	195,6	0	0	0,159	
20	Тр-р	25	27	Сковородино - Сковородино Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	62,536

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

21	Тр-р	27	29	Сковородино Н2 – Сковородино 110 кВ 2	1,4	0	0	0	0,5	62,242
22	Тр-р	27	31	Сковородино Н2 – Сковородино 35 кВ 2	2,8	195,6	0	0	0,159	
23	Выкл	28	29	Сковородино 110 кВ 1 – Сковородино 110 кВ 2	0	0	0	0	0	44,431
24	Выкл	30	31	Сковородино 35 кВ 1 – Сковородино 35 кВ 2	0	0	0	0	0	
25	ЛЭП	1	11	НГРЭС 220 кВ - Тында	18	77,4	-475,2	9	0	222,200
26	ЛЭП	1	24	НГРЭС 220 кВ - ПП Нагорный	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	203,866
27	ЛЭП	24	11	ПП Нагорный – Тында	10,6	45,58	-279,8	5,3	0	186,447
28	ЛЭП	11	25	Тында – Сковородино	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	84,2101
29	ЛЭП	11	32	Тында – Даурия ВН 1	15,5	66,65	-409,2	7,75	0	83,7814
30	ЛЭП	33	25	Даурия ВН 2 – Сковородино	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	42,51
31	ЛЭП	11	18	Тында – Хорогочи	7,5	32,25	-198	3,75	0	102,07
32	ЛЭП	18	19	Хорогочи - Лопча	8,7	37,41	-229,6	4,35	0	87,296
33	ЛЭП	11	19	Тында - Лопча	16	68,8	-422,4	8	0	100,64
34	ЛЭП	19	22	Лопча – Хани	28	120,4	-739,2	14	0	114,52
35	ЛЭП	19	20	Лопча – Юктали	14,6	62,78	-385,4	7,3	0	113,43
36	ЛЭП	20	34	Юктали – Оп.1	8,6	36,98	-227,4	4,3	0	80,901
37	ЛЭП	34	21	Оп.1 – Олекма	0,1	0,43	-2,64	0,05	0	0,286
38	ЛЭП	34	22	Оп.1 – Хани	4,9	21,07	-129,3	2,45	0	86,69
39	ЛЭП	22	23	Хани – Чара	12,5	53,75	-330	6,25	0	0
40	Выкл	32	33	Даурия ВН 1 – Даурия ВН 2	0	0	0	0	0	42,5
41	Тр-р	4	8	НГРЭС 110 кВ 1 – ТГ 1	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	1058,77
42	Тр-р	5	9	НГРЭС 110 кВ 2 – ТГ 2	0,77	32,2	15,37	3,42	0,143	3,58
43	Тр-р	1	10	НГРЭС 220 кВ - ТГ 3	0,77	32,2	15,37	3,42	0,071	440,69
44	ЛЭП	23	36	Чара – Золотинка 220 кВ 2	9,5	40,85	-250,8	4,75	0	176,84
45	ЛЭП	22	35	Хани – Золотинка 220 кВ 1	3	12,9	-79,2	1,5	0	195,97
46	ЛЭП	37	39	Золотинка 220 кВ 3 – Таборный ВН1	8,4	30,45	-196	4,2	0	34,11
47	ЛЭП	38	40	Золотинка 220 кВ 4 – Таборный ВН2	8,4	30,45	-196	4,2	0	34,11

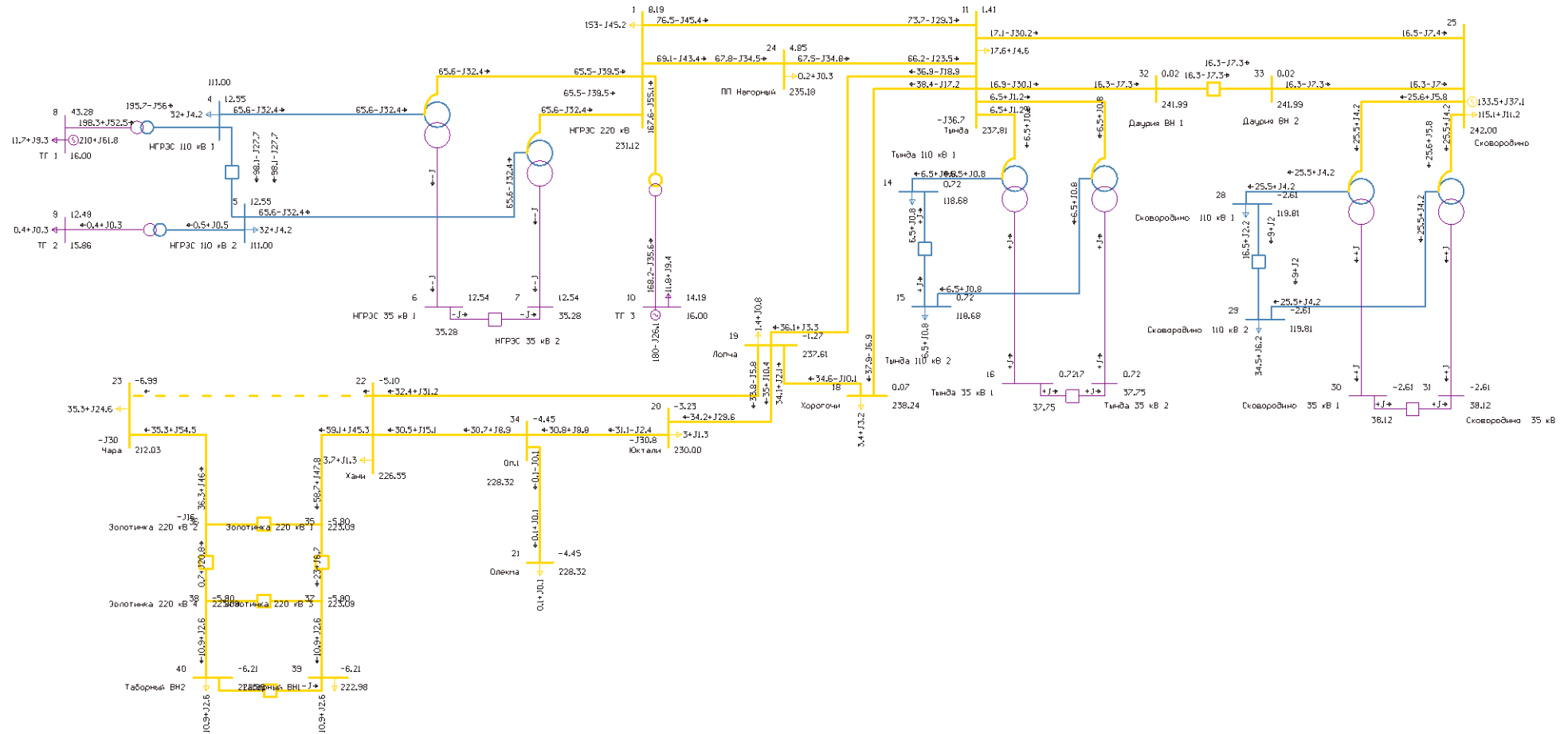
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка

48	Выкл	35	36	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 2	0	0	0	4,2	0	141,06
49	Выкл	35	37	Золотинка 220 кВ 1 - Золотинка 220 кВ 3	0	0	0	0	0	61,95
50	Выкл	36	38	Золотинка 220 кВ 2 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	53,86
51	Выкл	37	38	Золотинка 220 кВ 3 - Золотинка 220 кВ 4	0	0	0	0	0	46,962
52	Выкл	39	40	Таборный ВН1 - Таборный ВН2	0	0	0	0	0	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Анализ режимов в ПВК RastrWin3 при подключении ПП 220 кВ Золотинка



Отключение ВЛ 220 кВ Хани – Золотинка (послеаварийный режим минимальных нагрузок)

