

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 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической сети напряжением 35 кВ Зейского РЭС
АО «ДРСК» с центром питания подстанция Гулик с применением вакуумных
реклоузеров

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

Р.А. Сиянов

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Сиянов Роман Андреевич

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование электрической сети напряжением 35 кВ Зейского РЭС АО «ДРСК» с центром питания подстанция Гулик с применением вакуумных реклоузеров

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 26 июня 2023 года

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика климатических условий и территориальные особенности Зейского района Амурской области; расчет электрических нагрузок района проектирования, разработка вариантов конфигурации электрической сети; выбор однолинейной схемы ПС, сечения проводов и мощности силовых трансформаторов; технико-экономическое сравнение вариантов электрической сети; расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3; выбор оборудования; релейная защита и автоматика; расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при проектировании электрической сети; инвестиционная привлекательность варианта проектирования; безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Результаты расчета режима существующей электрической сети в ПВК RastrWin3; эквивалентная однолинейная схема электрической сети рассматриваемого района; однолинейная схема подстанции, схема замещения; нормальный и послеаварийный установившийся режимы; инвестиционная привлекательность.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.

7. Дата выдачи задания 19 апреля 2023 года

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна

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

заведующий кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 179 с., 29 рисунков, 66 таблиц, 42 источника.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТИПОВЫЕ СХЕМЫ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕКЛОУЗЕРЫ, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ типовых схем аналогов, исследованы технические характеристики вакуумных реклоузеров с традиционными выключателями и разработаны типовые схемы подстанций с использованием вакуумных реклоузеров.

Цель работы - по разработанным типовым решениям с использованием вакуумных реклоузеров, проектирование подстанции 35 кВ Гулик в поселке Гулик Зейского района Амурской области.

Для данной подстанции, в качестве исходных данных использовались контрольные данные замеров, а также однолинейная схема действующей сети.

Был выбран эквивалент существующей электрической сети в ПК RastrWin3 с целью анализа работы энергорайона, разобраны варианты технического присоединения, основные показатели, рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано оборудование, которое полностью защищено от перенапряжений.

Выполнен раздел безопасности и экологичности проекта, в рамках которого рассчитаны параметры маслоприёмного устройства трансформатора.

СОДЕРЖАНИЕ

Определение, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Разработка типовых схем подстанций с вакуумными реклоузерами	11
1.1 Постановка задачи	11
1.2 Выбор аналогов для разработки типовых схем подстанций с реклоузерами	12
1.3 Сравнительная характеристика выключателей	21
1.3.1 Назначение высоковольтных выключателей	21
1.3.2 Исполнение выключателей	22
1.3.3 Свойства выключателей	23
1.3.4 Исполнение вакуумных реклоузеров	24
1.3.5 Техническая характеристика выключателей и реклоузеров	25
1.4 Разработка главной схемы подстанций	29
1.5 Разработка конструктивного решения	35
1.6 Рекомендации к проектированию ПС	36
2 Характеристика района проектирования электрических сетей	39
2.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования	39
2.2 Характеристика электрических сетей Зейского района	40
2.3 Характеристика источников питания вблизи рассматриваемого участка	42
2.4 Анализ существующих режимов	43
3 Расчет и анализ электрических нагрузок	46
4 Разработка вариантов проектирования электрической сети при вводе подстанции Гулик	51
4.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее строительстве	51

4.2	Выбор номинального напряжения	61
4.3	Компенсация реактивной мощности	62
4.4	Выбор сечений проектируемых линий электропередач	65
4.5	Выбор однолинейной схемы ПС	68
4.6	Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	69
5	Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	72
5.1	Расчет капиталовложений	73
5.2	Расчет эксплуатационных издержек	77
5.3	Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	82
6	Расчет токов короткого замыкания	83
6.1	Составление параметров схемы замещения	83
6.2	Определение параметров генераторов	86
6.3	Составление схем замещения для расчетов токов КЗ	88
6.4	Расчет токов короткого замыкания	91
6.5	Расчет токов по условиям утяжеленного режима	97
7	Проектирование подстанции Гулик	98
7.1	Разработка однолинейной схемы подстанции Гулик	98
7.2	Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	98
7.3	Выбор и проверка вакуумных реклоузеров	98
7.4	Выбор и проверка разъединителей	101
7.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	103
7.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	108
7.7	Выбор и проверка токоведущих частей	110
7.8	Выбор и проверка изоляторов	111
7.9	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	112
8	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой ПС	113
8.1	Конструктивное исполнение заземления ПС Гулик и определение его стационарного и импульсного сопротивления	113

8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	119
8.3 Выбор и проверка ОПН	122
8.4 Оценка надежности молниезащиты ПС	127
9 Конструктивное исполнение проектируемой ВЛЭП	130
9.1 Выбор опор	130
9.2 Выбор молниезащитных тросов	131
9.3 Выбор линейной изоляции и арматуры ВЛ	131
9.4 Отвод земель при строительстве ЛЭП	132
10 Релейная защита и автоматика при проектировании	134
10.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	134
10.2 Релейная защита силового трансформатора проектируемой ПС	135
10.2.1 Дифференциальная защита трансформатора	135
10.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора	143
10.2.3 Защита от перегрузки	145
10.3 Релейная защита проектируемой ЛЭП	146
10.3.1 Токовая отсечка для линии с двусторонним питанием	147
10.3.2 Дистанционная защита линии	147
10.4 Автоматика подстанции Гулик	148
11 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при проектировании электрической сети	149
11.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов	149
11.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	149
11.3 Подготовка исходных данных для расчета	150
11.4 Расчет максимального режима и его анализ	150
11.5 Расчет минимального режима и его анализ	152
11.6 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	153
11.7 Регулирование напряжения в сети	154
12 Инвестиционная привлекательность принятого варианта проектирования электрической сети	155

13 Безопасность и экологичность принятого варианта проектируемой электрической сети	159
13.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы	159
13.2 Безопасность при монтажных и ремонтных работах	160
13.3 Безопасность на ПС Гулик	162
13.4 Безопасность при работе на силовых трансформаторах	163
13.5 Безопасность при погрузочно-разгрузочных работах	164
13.6 Экологичность реализации проектируемой подстанции Гулик	166
13.6.1 Воздействие на атмосферный воздух	166
13.6.2 Воздействие на земли и почвенный покров	167
13.6.3 Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух	167
13.6.3.1 Этап строительства	167
13.6.3.2 Этап эксплуатации	168
13.6.4 Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды	168
13.6.4.1 Этап строительства	168
13.6.4.2 Этап эксплуатации	168
13.7 Расчет маслоприемника трансформатора	169
13.8 Чрезвычайные ситуации	172
Заключение	174
Библиографический список	175
Приложение А	180
Приложение Б	181
Приложение В	197
Приложение Г	198
Приложение Д	199
Приложение Е	226

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АО «ДРСК» - акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания»;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЭП – воздушная линия электропередач;

ГОСТ – государственный стандарт;

КЗ – короткое замыкание;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КС – капитальное строительство;

КУ – компенсирующее устройство

МО – Министерство обороны;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПАО «РусГидро» - публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания»;

ПВК – программный вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

РФ – Российская Федерация;

РЭС – район электрической сети;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ФКП – Федеральное казенное предприятие;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

В данный момент времени не существует официальных рекомендаций по проектированию и эксплуатации подстанций с использованием вакуумных реклоузеров, отсутствуют типовые схемы с их применением. Существующие подстанции на базе вакуумных реклоузеров выполнены по индивидуальному заказу, схемы которых не подойдут для проектирования других ПС, так как расчеты надежности и качества могут быть различны.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка типовых схем подстанции с применением вакуумных реклоузеров согласно техническому заданию ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК», а также реализация таких решений при проектировании подстанции Гулик в Зейском районе Амурской области.

Выпускная квалификационная работа состоит из двух частей: первая – исследовательская, вторая – проектная.

В исследовательской части были поставлены и решены следующие задачи:

- характеристика существующих типовых схем аналогов;
- сравнительный анализ выключателей и реклоузеров;
- разработка однолинейной схемы подстанции;
- рекомендации к проектированию.

В проектной части ВКР были выполнены следующие задачи:

- характеристика Зейского района;
- расчет и прогнозирование нагрузок на 2024 год;
- разработка и выбор конкурентоспособных вариантов;
- расчет ТКЗ для выбранного варианта;
- выбор оборудования;
- расчет молниезащиты и заземления проектируемой ПС;
- расчет и выбор уставок устройств РЗА;
- расчет инвестиционной привлекательности проекта;

- расчет безопасности и экологичности.

В графической части ВКР представлена следующая информация:

- однолинейная схема разработанных типовых решений;
- конкурентноспособные варианты проектируемой сети;
- подробная однолинейная схема проектируемой подстанции;
- конструктивное исполнение и молниезащита;
- релейная защита на базе «Сириус-Т»;
- расчет послеаварийных режимов проектируемой сети.

Выпускная квалификационная работа была разработана с использованием приложений: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office Visio 2013 г., Microsoft Office Excel 2013 г., Mathcad 14.0, MathType 6.0, ПВК RastrWin3, NanoCADx64.

1 РАЗРАБОТКА ТИПОВЫХ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ С ВАКУУМНЫМИ РЕКЛОУЗЕРАМИ

Разработка типовых решений необходимы для проектирования и реконструкции подстанций с целью облегчения расчетных работ для инженеров и создания единообразной электроэнергетической системы.

В данном разделе приведены результаты исследовательской работы и разработаны типовые схемы подстанций, а также приведены основные технические характеристики оборудования, отличия реклоузеров и выключателей.

1.1 Постановка задачи

В выпускной квалификационной работе, согласно техническому заданию компаний ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК», осуществляется разработка типовых решений по компоновке распределительных устройств проектируемых подстанций на базе реклоузеров совместно со студентом Амурского государственного университета группы 942-об2 Савченко Денисом Алексеевичем.

Проект разработки типовых решений подразумевает анализ существующих типовых схем с классическими выключателями. Для выявления преимуществ применения реклоузеров, необходимо провести сравнительную характеристику выключателей. Сравнение проводится по следующим критериям:

- тип исполнения изоляции выключателей;
- тип привода;
- климатическое исполнение;
- категория размещения;
- температурный диапазон работы;
- преимущества и недостатки.

После выбора более конкурентоспособных выключателей, производится техническое сравнение по характеристикам, габаритам и размерам с вакуумными реклоузерами, выявляются преимущества использования реклоузеров и моменты, когда они уступают выключателям. Данный способ позволит объективно представить отличия, оценить возможность замены выключателей на существующих подстанциях и разработать новые типовые схемы подстанций.

Разработка таких готовых решений позволит в дальнейшем использовать их в проектной и эксплуатационной практике.

1.2 Выбор аналогов для разработки типовых схем подстанций с реклоузерами

Типовые схемы распределительных устройств подстанций представляют собой набор стандартизированных схем, которые могут быть применены в различных климатических условиях, с различным номинальным напряжением и нагрузкой.

Типовые схемы распределительных устройств являются важным элементом в проектной документации для строительства новых и реконструкции имеющихся подстанций.

С их помощью упрощается процесс проектирования, так как проектировщик может использовать уже готовые решения, а не создавать каждый раз схему с самого начала. Помимо этого, типовые схемы обеспечивают единообразие в проектировании и строительстве, что снижает риски при строительстве, вероятность ошибок и отказов системы, повышая надежность работы электроустановок. Но есть и исключения, требующие разработки индивидуальных схем для конкретной сети.

Индивидуальные схемы рассчитаны с учетом режима работы конкретной сети, учитывая её особенности в зависимости от требований и конкретных условий проектируемой или существующей сети. Проекты на их основе имеют высокую стоимость.

Несмотря на то, что подстанции с реклоузерами существуют, они выполнены на основе индивидуальных схем, однако, типовых схем для них не существует.

Проблема в разработки типовых схем с применением реклоузеров и облегчения расчетов в наше время актуально.

Рассмотрим типовые схемы, применяемые на РУ 6-35 кВ, которые могут быть применены в качестве новых схем с применением вакуумных реклоузеров, дадим им краткую характеристику и произведем сравнение.

Анализ вариантов произведем для подстанций с двухобмоточными трансформаторами, в которых электроэнергия поступает в РУ ВН, а затем трансформируется и распределяется в РУ НН между потребителями.

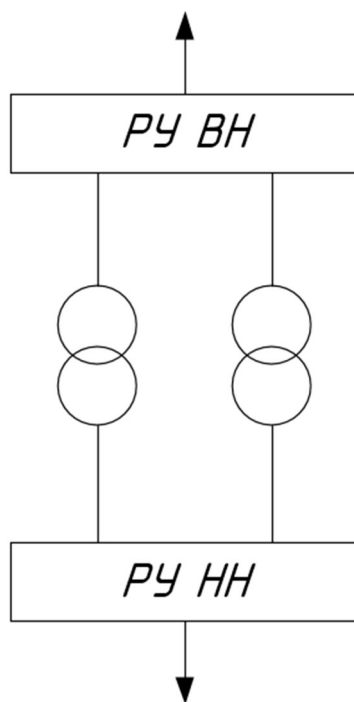


Рисунок 1 – Структурная схема анализируемых подстанций

В качестве распределительного устройства высокой стороны, рассмотрим такие схемы как [1, 2, 3]:

- блок линия-трансформатор с выключателем;

- два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

- мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии;

- одна рабочая, секционированная выключателем, система шин.

На низкой стороне примем в рассмотрение схему «Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин» [1, 2, 3].

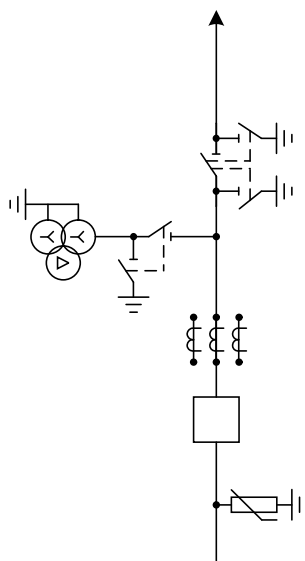


Рисунок 2 – Блок линия-трансформатор с выключателем

Таблица 1 – Характеристика схемы № 3Н

Тип присоединения	тупиковая, ответвительная
Область применения	одно-, двухтрансформаторные подстанции
Количество линий	1, при установке аналогичного блока - 2
Особенности эксплуатации	может являться пусковым этапом распределительного устройства с возможностью перехода к усложненной схеме
Особенности развития	существует возможность установки аналогичного блока без перемычки, при ограниченной площади застройки и в условиях интенсивного загрязнения
Оперативное переключение	при повреждении трансформатора происходит автоматическое отключение от линии, питающей несколько подстанций

Применение данной схемы в качестве однострановых ПС допущается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

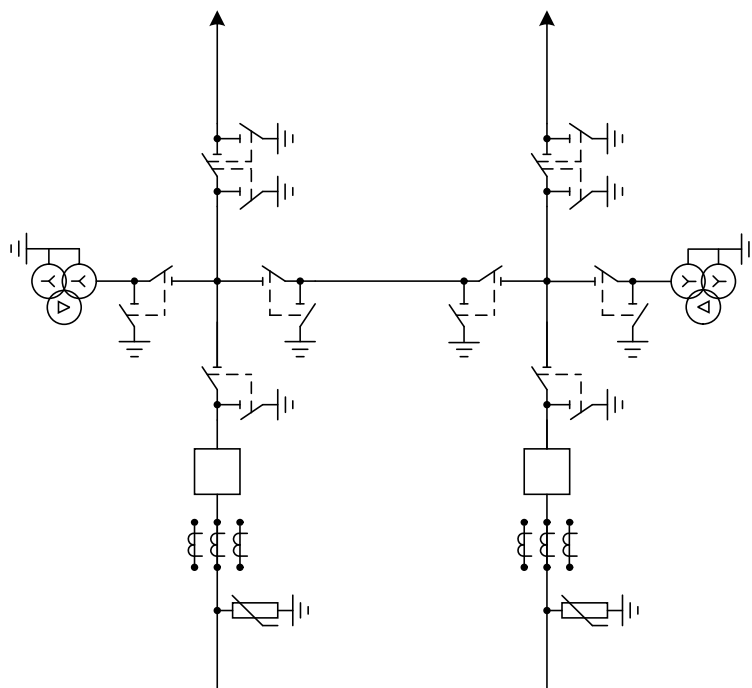


Рисунок – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий

Таблица 2 – Характеристика схемы № 4Н

Тип присоединения	тупиковая, ответвительная
Область применения	двухтрансформаторные подстанции
Количество линий	2
Особенности эксплуатации	при наличии одной линии и двух трансформаторов – разъединители в переключке возможно не устанавливать; переключка используется в случае ремонта одной из питающих линий
Особенности развития	начальным этапом развития возможна схема укрупненного блока (1 линия + 2 трансформатора)
Оперативное переключение	при необходимости сохранения в работе 2 трансформаторов, включается ремонтная переключка, когда одна из линий на ремонте

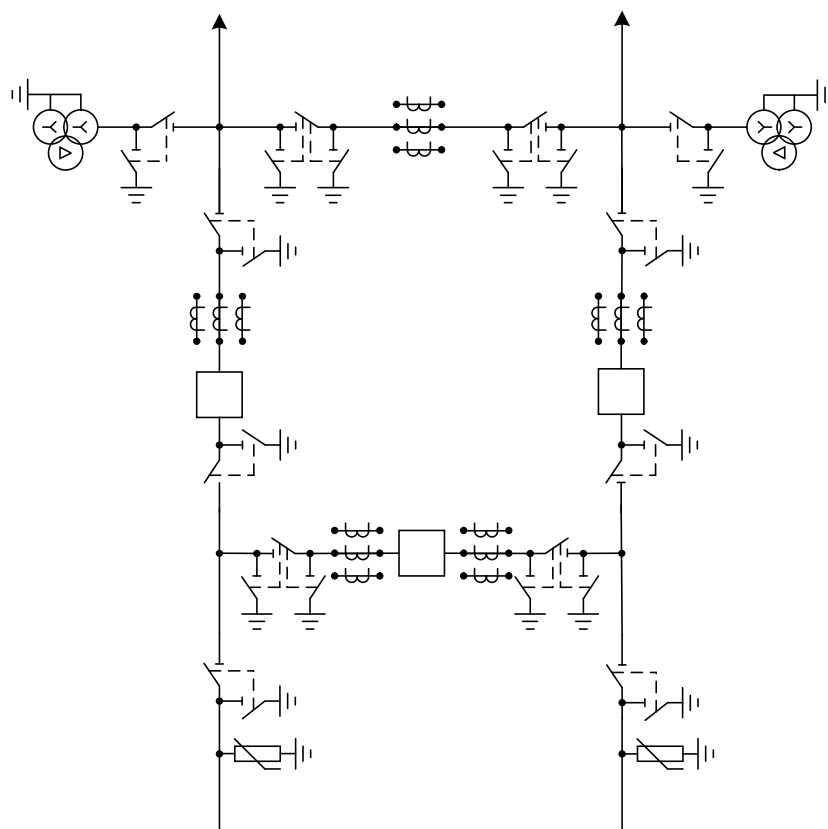


Рисунок 4 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии

Таблица 3 – Характеристика схемы № 5Н

Тип присоединения	проходная
Область применения	двухтрансформаторные подстанции
Количество линий	2
Особенности эксплуатации	при обосновании перемычка может не устанавливаться; вероятность повреждения выключателей на линии значительно больше вероятности повреждения трансформаторов; отсутствует возможность ремонта любого выключателя без перерыва питания присоединения
Особенности развития	имеется возможность расширения схемы с одной или двумя системами сборных шин
Оперативное переключение	при повреждении одного из трансформаторов, транзит мощности через подстанцию нарушается; при КЗ или ремонте на одной из ВЛ, возможно сохранение в работе двух трансформаторов

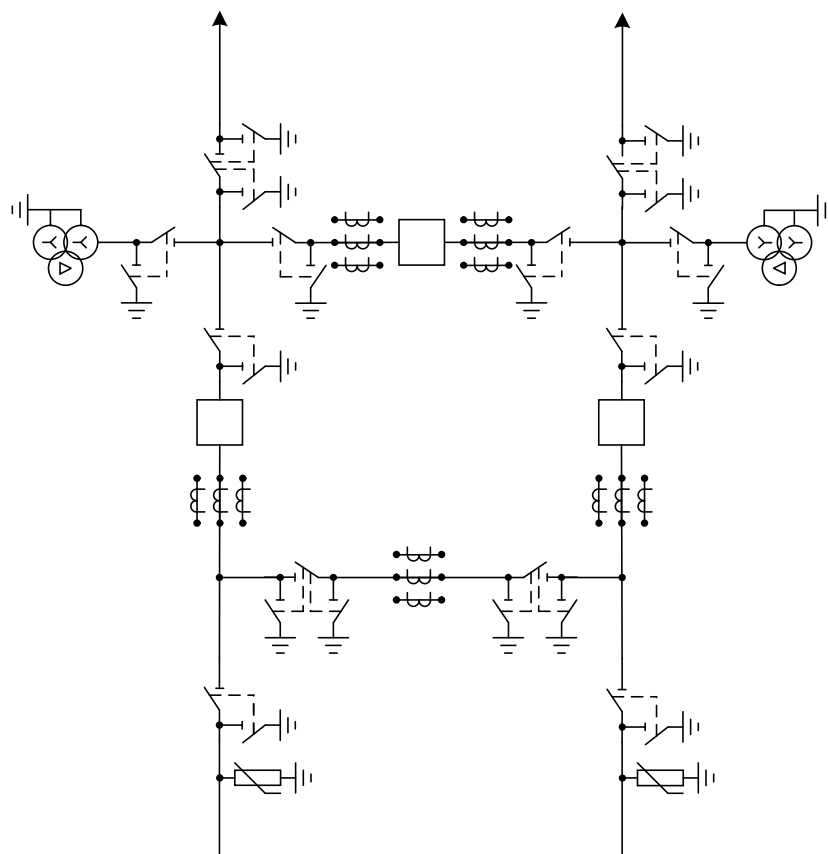


Рисунок 5 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Таблица 4 – Характеристика схемы № 5АН

Тип присоединения	проходная
Область применения	двухтрансформаторные подстанции, чаще применяются на станциях
Количество линий	2
Особенности эксплуатации	применима для частых коммутаций трансформаторов; отсутствует возможность ремонта любого выключателя без перерыва питания присоединения; схема предпочтительна, когда есть необходимость в секционировании
Особенности развития	имеется возможность доведения до схемы с «пятью выключателями» при использовании элегазовых выключателей
Оперативное переключение	при повреждении одного из трансформаторов или КЗ, то после отключения трансформатора, транзит мощности через подстанцию сохраняется

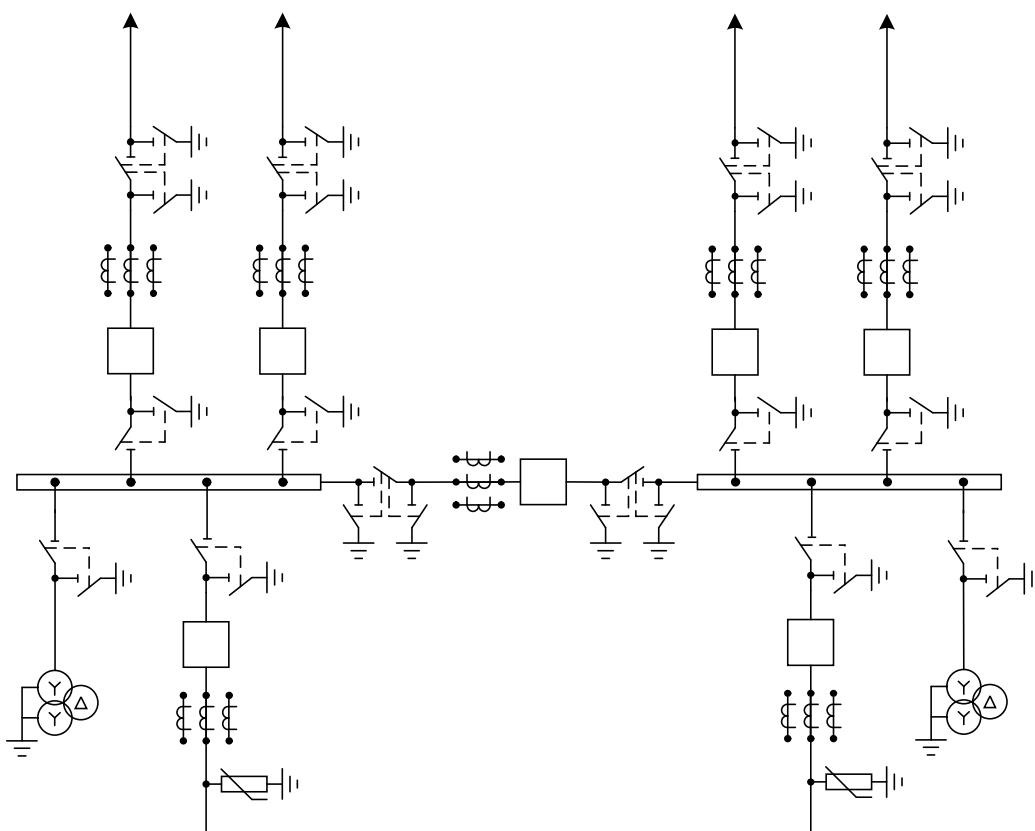


Рисунок 6 – Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин

Таблица 5 – Характеристика схемы №9

Тип присоединения	узловая
Область применения	двухтрансформаторные подстанции, имеющие парные ВЛ и ВЛ резервируемых от ПС, а также нерезервируемых ВЛ
Количество линий	3 и более
Особенности эксплуатации	число присоединений и нагрузка на каждую секцию шин должно быть по возможности равными;
Особенности развития	с целью повышения надежности может применяться схема 9Н с секционированием рабочей системы шин по числу трансформаторов и подключением каждого трансформатора или линии через развилку из двух выключателей к разным секциям шин или схема 9АН с подключением ответственных присоединений через цепочку из трех выключателей к разным секциям
Оперативное переключение	секционирование выполняется с условием питания каждой шины от разных источников питания

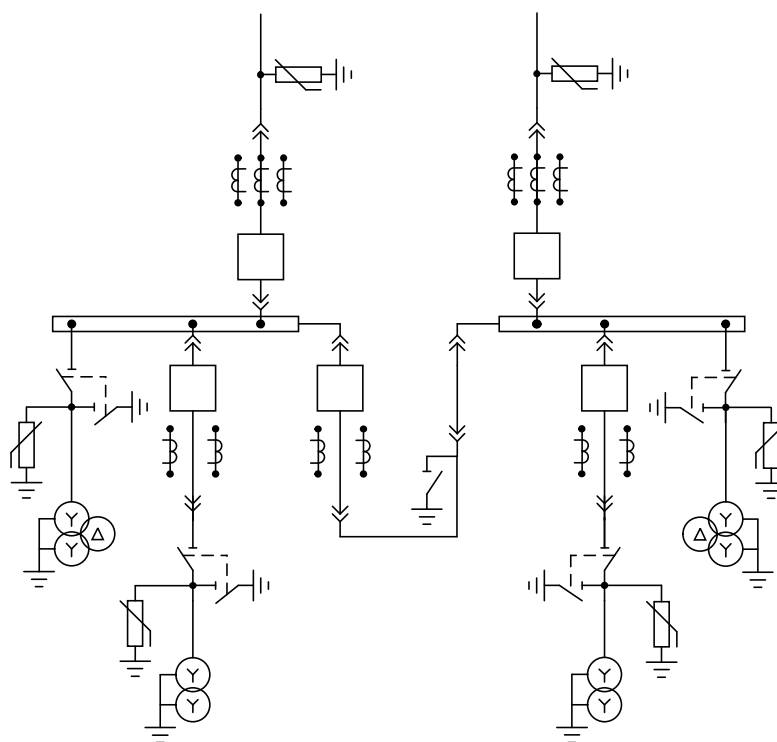


Рисунок 7 – Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин

Таблица 6 – Характеристика схемы № 10(6)-1

Область применения	при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками низшего напряжения
Количество отходящих линий	до 6 подключений на секцию
Особенности эксплуатации	уровни токов КЗ на каждой секции шин высоки, что требует установки дорогостоящего оборудования
Особенности развития	при достаточных обоснованиях возможно расширение схемы до схемы 10(6)-1Н, при которой каждый трансформатор присоединен к одной или к обеим секциям
Оперативное переключение	в случае вывода в ремонт или аварийного отключения одной из секций сборных шин потребитель может быть переведён на секцию, находящуюся в работоспособном состоянии, и, следовательно, потребитель сохраняет электроснабжение на время восстановления

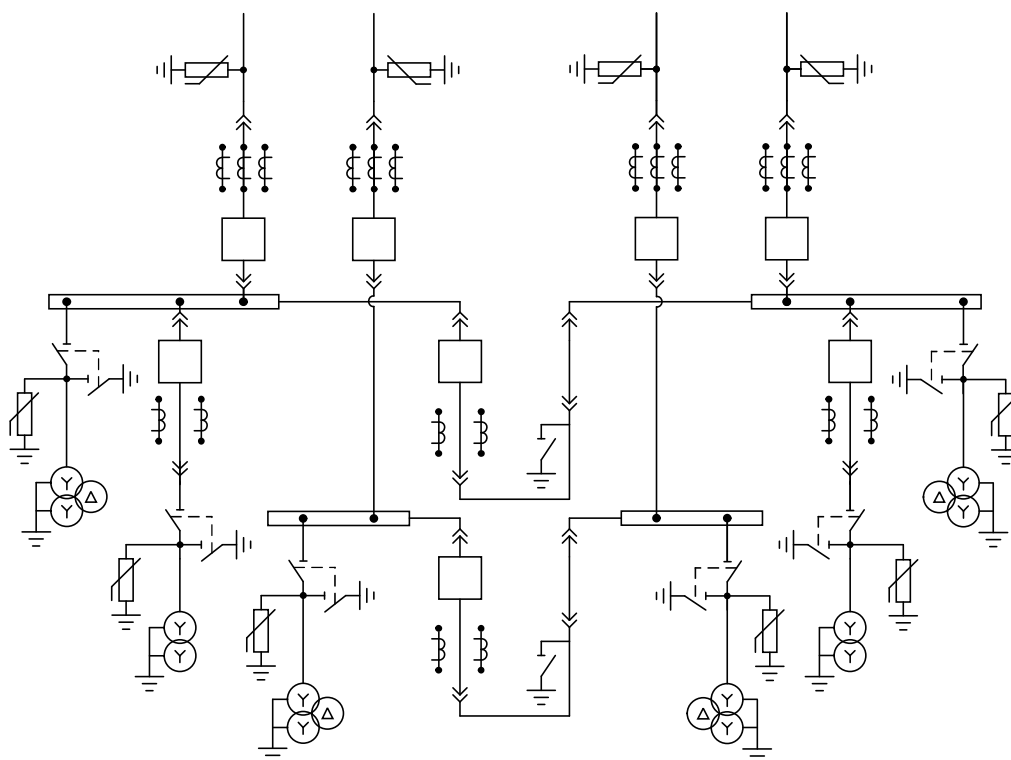


Рисунок 8 – Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин

Таблица 7 – Характеристика схемы № 10(6)-2

Область применения	при двух трансформаторах с расщепленными обмотками низшего напряжения или сдвоенных реакторах
Количество отходящих линий	до 6 подключений на секцию
Особенности эксплуатации	уровни токов короткого замыкания на каждой секции шин ниже схемы 10(6)-1, стоимость коммутационного оборудования ниже; возможность большего присоединения отходящих линий к стороне НН
Особенности развития	при достаточных обоснованиях возможно расширение схемы до схемы 10(6)-3, при которой каждый вывод трансформатора с расщепленной обмоткой НН присоединен к сдвоенному реактору, который подключен к двум секциям
Оперативное переключение	в случае вывода в ремонт или аварийного отключения одной из секций сборных шин потребитель может быть переведён на секцию, находящуюся в работоспособном состоянии, и, следовательно, потребитель сохраняет электроснабжение на время восстановления

Таким образом, среди рассмотренных вариантов существующих типовых решений, в качестве аналога для разработки типовой схемы подстанций примем в разработку для высшей стороны схемы, «Блок линия-трансформатор с выключателем» и «Два блока с выключателями в цепях линий и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а также для низкой стороны схему «Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин». Для объективности разработки, произведем сравнительный анализ выключателей, определим конкурентоспособные, которые можно рассматривать в качестве замены на реклоузеры в РУ 6-35 кВ.

1.3 Сравнительная характеристика выключателей

1.3.1 Назначение высоковольтных выключателей

Высоковольтные выключатели являются коммутационными аппаратами и предназначены для оперативных и аварийных коммутаций электрических цепей в электроэнергетики при нормальных и аварийных режимах соответственно, а также в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Во время работы выключателя, в момент размыкания контактов, возникает электрическая дуга, которая способна разрушить их. Поэтому в выключателях заложено конструктивное решение, не допускающее разрушения контактов: в частности, на контактах применяются керамические покрытия, дугогасительные устройства и приводы.

Конструктивное исполнение приводов выключателей представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Конструктивное исполнение приводов выключателей

Тип изоляции	Тип приводов
вакуумная	электромагнитный, пружинный
воздушная	электромагнитный, пружинный
масляная	электромагнитный, пружинный, пневматический
элегазовая	электромагнитный, пружинный, пневматический, гидравлический

Далее приведено климатическое исполнение и размещение выключателей с различными типами изоляции. Определим выключатели, которые применяются повсеместно и изготавливаются для различного климата.

1.3.2 Исполнение выключателей

В основном, выключатели изготавливаются в климатическом исполнении умеренного, холодного макроклиматического района и умеренно-холодного климата, а также эксплуатация коммутационного оборудования может осуществляться на открытом воздухе, под навесом и в крытых помещениях без регулирования температурных условий, где температура практически не отличается от уличной. Подробно для каждого типа выключателей исполнение представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Исполнение выключателей согласно ГОСТ 15150-69

Тип изоляции выключателя	Климатическое исполнение, размещение	Тип атмосферы ГОСТ 9920	Температурный диапазон работы °С		Относительная влажность, %/ °С	
					сред.	наиб.
1	2	3	4		5	6
Вакуумный	У1	I, II	-45	+40	75/+15	100/+25
	У2					
	У3		-40	+40	75/+15	98/+25
	УХЛ1					
	УХЛ2		-60	+40	75/+15	100/+25
	Т3					
Т5	-10	+45	75/+27	98/+35		
Т5					+1	+35
Воздушный	У1	II	-45	+40		
	У3					
	УХЛ1		-40	+40	75/+15	98/+25
	Т1					
	Т3		-10	+50	80/+27	100/+35
	О4					
Масляный	У1	II	-45	+40	75/+15	100/+25
	У2					
	У3		-40	+40	75/+15	98/+25
	УХЛ1					
	Т1		-60	+40	75/+15	100/+25
	Т3					
Т3	75/+27	98/+35				

Элегазовый	У1	I	-45	+40	75/+15	100/+25
	У2		-60	+40		
	ХЛ1					
	ХЛ2					
	УХЛ1					
	УХЛ2		-10	+50	80/+27	100/+35
	Т1					

По сейсмичности вакуумные и элегазовые выключатели способны выдержать до 9 баллов по шкале MSK-64, когда как масляные и воздушные до 8 баллов.

Таким образом, из таблицы видно, что в основном вакуумные и элегазовые выключатели изготавливаются для умеренного, холодного макроклиматического и умеренно-холодного района, в связи с этим, такие выключатели возможно использовать повсеместно. Также, такие выключатели по сравнению с другими, превосходят по положительным эффектам от их применения.

1.3.3 Свойства выключателей

Для выбора конкурентоспособных выключателей, необходимо оценить их основные свойства среди тех типов выключателей, которые были рассмотрены ранее. Подробные преимущества и недостатки выключателей указаны в таблице 10, в которой знак «плюс» отвечает за наличие данного свойства выключателя, а знак «минус» – отсутствие.

Таблица 10 – Основные свойства выключателей

Свойства	Вакуумные	Воздушные	Масляные	Элегазовые
1	2	3	4	5
Быстродействие	+	+	-	+
Коммутационный ресурс	+	+	-	-
Взрыво- пожароопасность	-	-	+	-
Износостойкость	+	+	-	+
Низкий уровень шума	+	-	+	+
Малая масса и габариты	+	-	+	+

1	2	3	4	5
Небольшие динамические нагрузки на фундамент	+	+	+	+
Экологичность	+	+	-	+
Простота конструкции	+	-	+	-
Высокая стоимость	-	+	-	+
Расходы на эксплуатацию	-	-	+	+
Трудности установки	-	+	-	+
Трудности обслуживания	-	+	+	+
Доступ к дугогасительным контактам	+	+	+	-

Согласно данным таблицы, можно сделать вывод, что воздушные выключатели для 6-35 кВ относятся к устаревшему виду оборудования, также, в силу своих габаритов, они не вписываются в компоновку современных распределительных устройств. Масляные выключатели имеют большие экономические затраты на поддержание его работы, так как данный вид выключателей требует большого количества масла, ресурс которого мал, в результате его разложения при гашении дуги, работы с маслом влияют на экологию.

Таким образом, наиболее подходящими выключателями для установки на распределительные устройства 6-35 кВ служат вакуумные и элегазовые выключатели, а так как данные виды оборудования наращивают свое присутствие на рынке электротехнических коммутирующих устройств, то смогут конкурировать с вакуумными реклоузерами по техническим параметрам и конструктивным исполнением.

1.3.4 Исполнение вакуумных реклоузеров

В данном пункте приведем основные климатические исполнения и категории размещения, для которых изготавливаются вакуумные реклоузеры.

Основная информация представлена в таблице 11

Таблица 11 - Исполнение вакуумных реклоузеров согласно ГОСТ 15150-69

Климатическое исполнение, размещение	Тип атмосферы ГОСТ 9920	Температурный диапазон работы °С		Относительная влажность, %/ °С	
				средняя	наибольшая
У1	II, III,	-45	+40	75/+15	100/+25
УХЛ1		-60	+40		
УХЛ1	IV	-60	+55		

Как видно из таблицы, вакуумные реклоузеры не требуют обслуживания и обогрева во всем рабочем температурном диапазоне данных климатических исполнений, а также может эксплуатироваться в районах с сильной степенью загрязнения атмосферы.

1.3.5 Техническая характеристика выключателей и реклоузеров

Для сравнения выключателей с реклоузерами, необходимо выделить наиболее популярные компании-изготовители. Рассматриваемое оборудование выпускается на номинальные напряжения 6-35 кВ следующими компаниями, представленные в таблице 12.

Таблица 12 - Основные заводы-изготовители

Вакуумные выключатели 6-35 кВ	Элегазовые выключатели 35 кВ	Вакуумные реклоузеры 6-35 кВ
ГК «Таврида электрик»;	АО «УЭТМ»	ГК «Таврида электрик»;
ООО «НПК «Электрокомплекс»;	ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш»	ООО «Арум»
АО «НПП «Контакт»;		
ОАО «Электроцит»;		

Далее приведены основные технические характеристики выключателей и показаны их габариты.

Таблица 13 - Основные технические характеристики вакуумных выключателей и реклоузеров 6-10 кВ

Наименование	ВВ/TEL-10(6)		ВВТ-10		ВБЭ		ВВУ-СЭЩ		Rec15_Smart		VR	
	ГК «Таврида Электрик»		ООО «НПК «Электроком плекс»		ОАО «НПП «Контакт»		ОАО «Электро-щит»		ГК «Таврида Электрик»;			ООО «Арум»
Номинальное напряжение, кВ	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12	7,2	12
Номинальный ток, А	800-1000		630-1250		630÷3150;4000		630,1000, 1600		630		800	
Номинальный ток отключения, кА	31,5		12,5		31,5 (40)		20(31,5)		16		16	
Сквозной ток короткого замыкания: - ток электродинамической стойкости, кА	80		32		80 (102)		51(81)		40		40	
- ток термической стойкости, кА	31,5		12,5		31,5 (40)		20(31,5)		16		16	
- время протекания тока термической стойкости, с	3		3		3		3		3		3	
Номинальное постоянное напряжение цепи питания привода, В	110,220		110,220		110; 220		220		100, 127		120, 230	
Испытательная частота, Гц	50		50		50		50		50		50/60	
Токи потребления электромагнита включения Э(П) привода, А	1		3		3; 1,5 (6; 3)		1		-		-	
Токи потребления электромагнита отключения Э(П) привода, А	1,5		3		3 (6)		1,5		0,2		18; 9	
Собственное время включения, мс	1		3		3; 1,5		1		-		-	
Собственное время отключения, мс	1,5		3		1,5		1,5		0,2		18; 9	
Полное время отключения, с	55		60		100		50		35		62	
Бестоковая пауза при АПВ, с	35		30		40		30		8		47	
Привод (Э/П)	0,045		0,04		0,04		0,05		-		-	
Масса, кг, не более	0,3		0,3		0,3		0,03		0,3		0,3	
Габариты, мм	Э		Э		Э		Э		Э		Э	
	72		55		120-198		74		34		125	
	540		608		600		690		720		1000	
Габариты, мм	474		587		670		688		362		1060	
	255		216		673		450		301		675	

Таблица 14 - Основные технические характеристики вакуумных выключателей и реклоузеров 35 кВ

Наименование	ВВ/TEL	ВЕ/ЭЛКО	ВБС	ВВН-СЭЩ	Rec35 Smart1	VR
Производитель	ГК «Таврида Электрик»	ООО «НПК «Электрокомлекс»	ОАО «НПП «Контакт»	ОАО «Электроцит»	ГК «Таврида Электрик»;	ООО «Арум»
Номинальное напряжение, кВ	35	35	35	35	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5
Номинальный ток, А	630	1000,1250,1600	630-1600 (630, 2000)	1250, 1600, 2500	1250	800
Номинальный ток отключения, кА	12,5	25	25(31,5)	31,5	20	16
Сквозной ток короткого замыкания: - ток электродинамической стойкости, кА - ток термической стойкости, кА - время протекания тока термической стойкости, с	52 12,5 3	64 25 3	64(80,3) 25(31,5) 3	81 31,5 3	51 20 3	40 12 3
Номинальное напряжение цепей питания привода, В	- 240	220 -	110,220 230	110,220 120,230	- 127	- 120, 230
Испытательная частота, Гц	50	50	50	50	50	50/60
Токи потребления электромагнита включения привода, А	- 5	100 -	9; 4,5 4,5	2; 1 3; 1	- 0,6	- 18; 9
Токи потребления электромагнита отключения Э(П) привода, А	- 5	2,5 -	3; 1,5 1,5	2; 1 3; 1	- 0,2	- 18; 9
Собственное время включения, мс	35	200	130	110	38	62
Собственное время отключения, мс	15	30	45	40	8	47
Полное время отключения, с	0,025	0,05	-	0,06	-	-
Бестоковая пауза при АПВ, с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
Привод (ЭП)	Э	Э	П	Э	Э	Э
Масса, кг, не более	60	200	450(500)	440	86	135
Габариты, мм	Ширина	2110	1685	720	1002	1000
	Высота	710	1655	760	824	945
	Длина	720	472	768	758	560

Таблица 15 - Основные технические характеристики элегазовых выключателей 35 кВ

Наименование	ВГТ-УЭТМ	ВГБ
Производитель	АО «УЭТМ»	ЗАО «Энергомаши-Уралэлектротрактормаш»
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальный ток, А	3150	1000
Номинальный ток отключения, кА	50	12,5
Сквозной ток короткого замыкания: - ток электродинамической стойкости, кА - ток термической стойкости, кА - время протекания тока термической стойкости, с	127,5 50 3	35 12,5 3
Номинальное постоянное Пост. тока (переменное) напряжение цепей питания привода, В	110, 220 230, 400	110, 220 230
Испытательная частота, Гц	50	50, 60
Токи потребления электромагнита включения Э(П) привода, А	5; 2,5	5;3
Токи потребления электромагнита отключения Э(П) привода, А	2; 1 10; 10	3 5,3 3
Собственное время включения, мс	62	100
Собственное время отключения, мс	55	40
Полное время отключения, с	0,055	0,06
Бестоковая пауза при АПВ, с	0,3	0,3
Время завода включающих пружин, с, не более	15	-
Привод	Пружинный	Электромагнитный
Масса, кг, не более	1130	650
Габариты, мм	Ширина	3650
	Высота	2810
	Длина	2260

1.4 Разработка главной схемы подстанций

Главные схемы подстанций выбираются на основании схемы развития энергосистемы или схемы электроснабжения района.

К элементам главных схем, кроме основного электрооборудования, относятся:

- шины, подразделяющиеся на сборные – предназначены для приема электроэнергии от генераторов и распределения между присоединениями, обходные – применяются при ремонте оборудования для непрерывной нормальной работы присоединений, резервные – позволяют осуществлять ремонт сборных шин без перерыва электроснабжения потребителей;

- разъединители, используемые в основном при ремонте, создавая между ремонтирующимся оборудованием и элементами РУ, находящимися под напряжением, безопасный воздушный промежуток и обеспечивая между ними видимый разрыв. Существуют также заземляющие разъединители для надежного заземления отключенной для ремонта установки и специальные разъединители с быстродействующим автоматическим приводом, используемые для включения на землю одной или нескольких фаз, находящихся под напряжением и называемые короткозамыкателями;

- выключатели, различающиеся по выполняемым функциям: выключатель присоединения, служит для включения и отключения генераторов, трансформаторов и линий в нормальных и аварийных условиях, секционный выключатель – соединение секций шин, обходной выключатель – связан с обходной системой шин и заменяет основные выключатели присоединения при их выводе в ремонт;

- реакторы для ограничения токов КЗ и снижение токов для коммутационной аппаратуры и шин;

- измерительные трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для преобразования тока и напряжения первичных цепей в величины, удобные для непосредственного измерения стандартными измерительными приборами и безопасные для обслуживания персонала;

- ограничители перенапряжений, служащие для защиты оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений;

- провода, соединяющие аппараты одного присоединения и фидера (ошиновка).

На подстанциях 35 кВ и выше обычно устанавливают один или два трансформатора (автотрансформатора). При необходимости установки более двух трансформаторов требуется технико-экономическое обоснование.

Схемы присоединения ПС к сети, количество и мощность трансформаторов, допустимое количество промежуточных ПС между двумя центрами питания выбираются в зависимости от величины нагрузки и ответственности потребителей ПС, протяженности рассматриваемого участка сети, целесообразности его секционирования и необходимости сохранения транзита мощности. Для некоторых групп потребителей: тяговые подстанции, насосные и компрессорные станции магистральных трубопроводов, объекты нефтяных месторождений Западной Сибири, крупнейшие города - регламентированы ведомственными и нормативными документами.

При разработке проектов понижающей подстанции в схемах развития энергосистем и электрических сетей предварительно должны быть определены:

- район размещения ПС;
- электрические нагрузки на расчетные периоды;
- напряжения РУ;
- количество и мощность трансформаторов;
- количество, направление и нагрузка линий по напряжениям;
- тип и мощность КУ;
- расчетные значения токов КЗ;
- рекомендации по главной схеме электрических соединений;

К главным схемам электрических соединений выдвигаются следующие требования, представленные в таблице 16.

Таблица 16 - основные требования к однолинейным схемам подстанций

№	Основные требования к проектированию однолинейных схем ПС
1	надежность питания присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном послеаварийном режимах в соответствии с категориями потребителей по степени надежности электроснабжения
2	значимость и роль подстанции для энергосистемы
3	обеспечение надежного транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети
4	простота, наглядность, экономичность и обеспечение возможности автоматического восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации
5	допущение к поэтапному развитию РУ без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей
6	меньшее число срабатываний коммутирующих аппаратов в пределах одного РУ: при повреждении линии – не более двух, при повреждении трансформатора – не более четырех

Разработка типовых однолинейных схем электрических соединений с использованием вакуумных реклоузеров является необходимым условием в принципе построения сети: унификации конструктивных решений по ПС, обеспечивающие требования надежности и минимума приведенных затрат.

Наибольший эффект может быть достигнут при унификации ПС массового применения, являющихся элементами распределительной сети энергосистем.

Исходя из вышеуказанных условий и требований, разработаем типовые схемы с использованием вместо выключателей вакуумные реклоузеры, для рассматриваемых типовых схем, выбранных п.1.2.

Данные схемы будут определять технические решения при проектировании и сооружении ПС.

Для разработанных однолинейных схем подстанций были введены следующие примечания:

1. трансформаторы тока устанавливаются наружно при отсутствии или недостатка встроенных трансформаторов, а также количество присоединяемых трансформаторов зависит от схемы присоединения;

2. на стороне низшего напряжения после трансформатора разъединитель устанавливается при наличии на подстанции со стороны НН подпитки сторонними подстанциями;

3. отходящие линии возможно выполнять присоединением кабелем к стороне низкого напряжения с последующим подключением к воздушной линии.

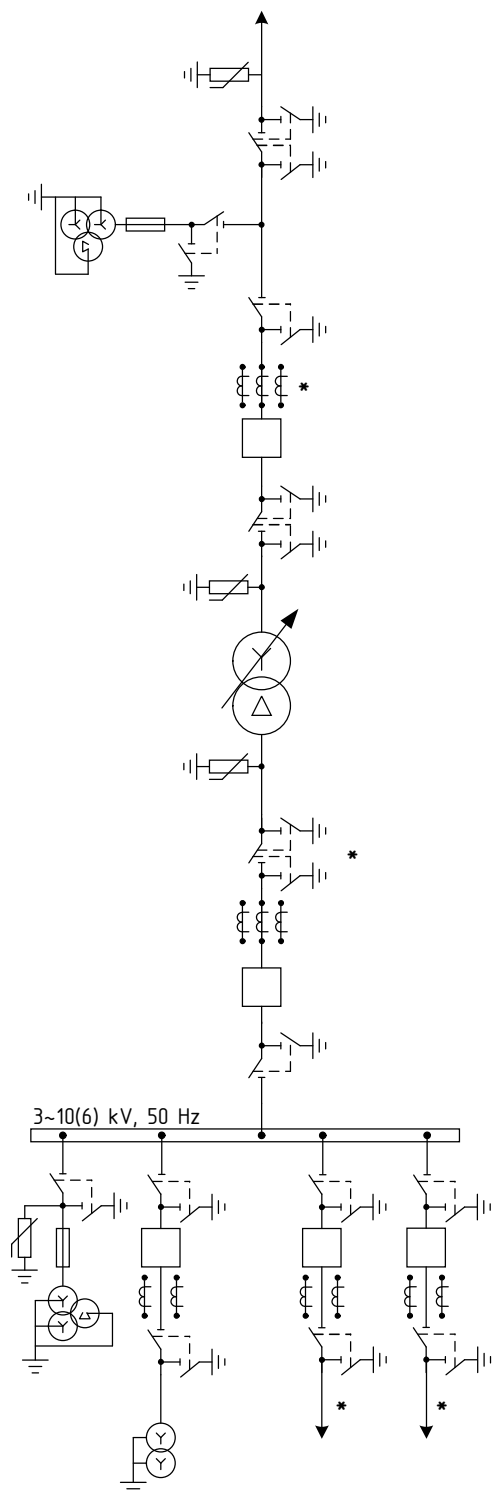


Рисунок 9 – Разработка типовой схемы с применением схем №3Н и 10(6)-1

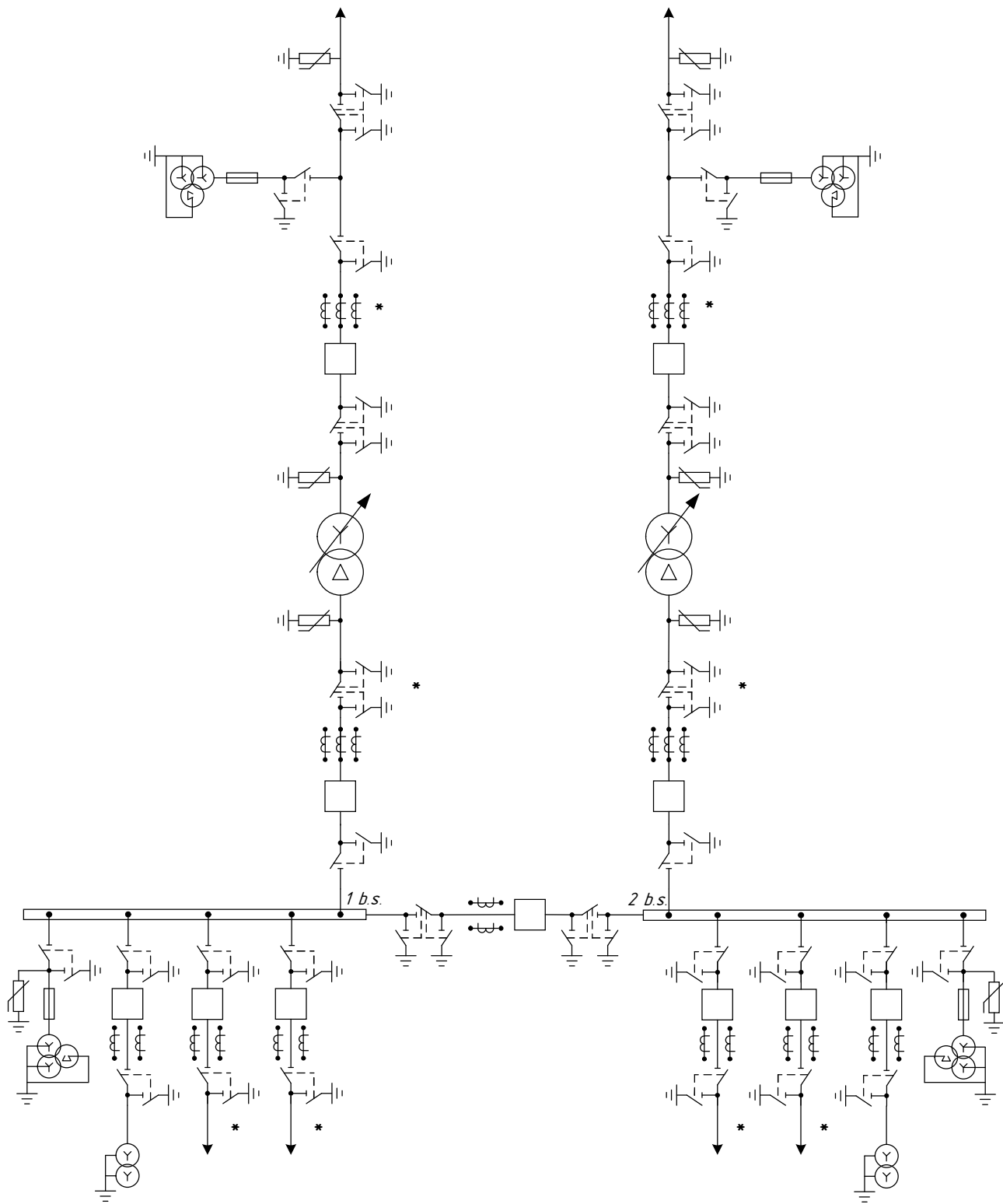


Рисунок 10 – Разработка типовой схемы на основе типовых схем №3Н и 10(6)-1

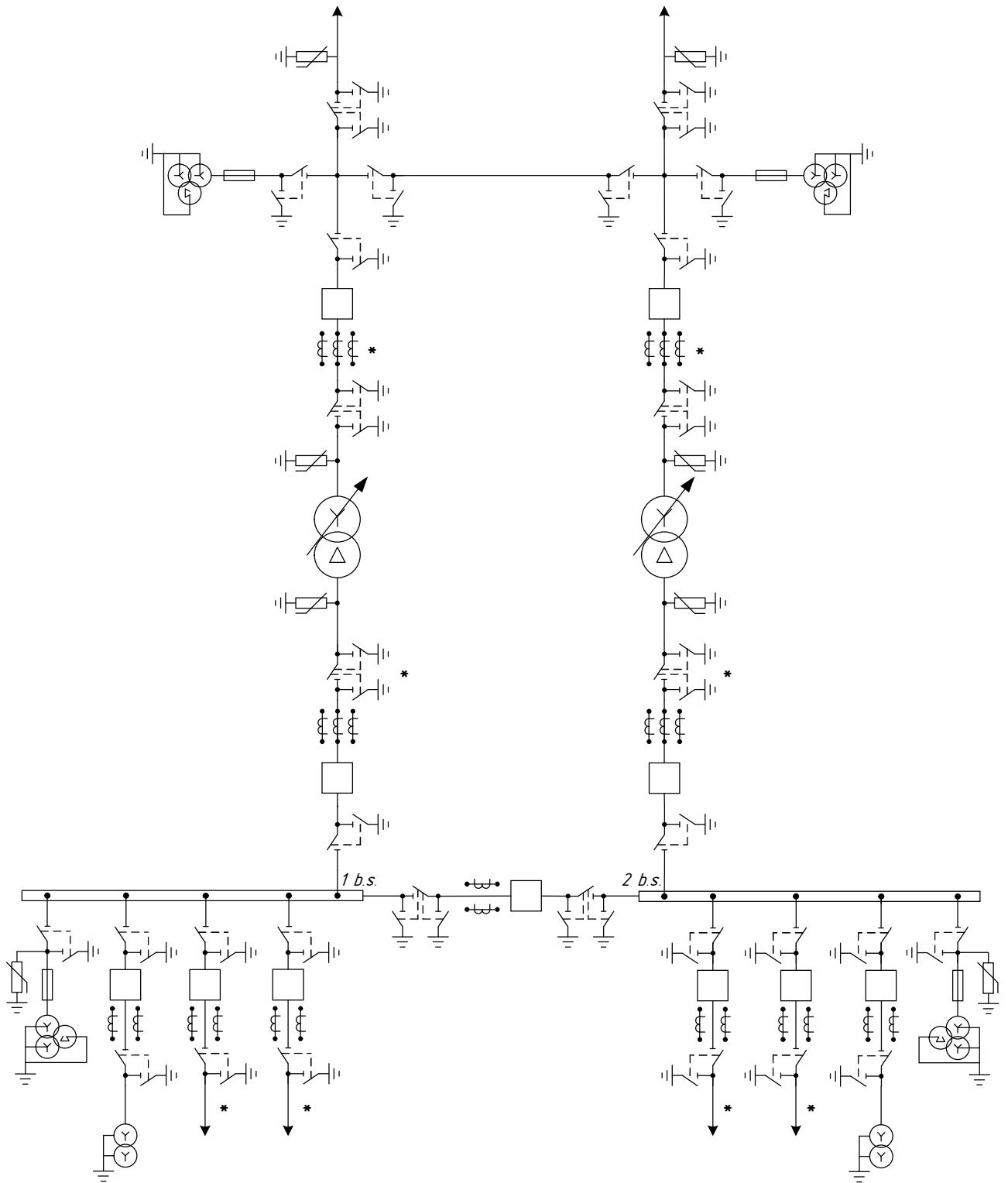


Рисунок 11 – Разработка типовой схемы на основе типовых схем № 4Н и № 10(6)-1

1.5 Разработка конструктивного решения

При выборе типа конструктивного исполнения РУ необходимо учитывать схему электрических соединений, габариты устанавливаемого оборудования и условия внешней среды, для которой разрабатывается проект подстанции.

РУ электрических подстанций выполняются внутренней установки, в которых оборудование расположено в зданиях (ЗРУ, КРУ) и наружной - расположение всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ, КРУН).

При данных разработанных однолинейных схемах подстанции с применением реклоузеров, оборудование будет расположено на открытом воздухе. Для однолинейной схемы подстанции на рисунке 11, конструктивное исполнение изображено на рисунке 12.

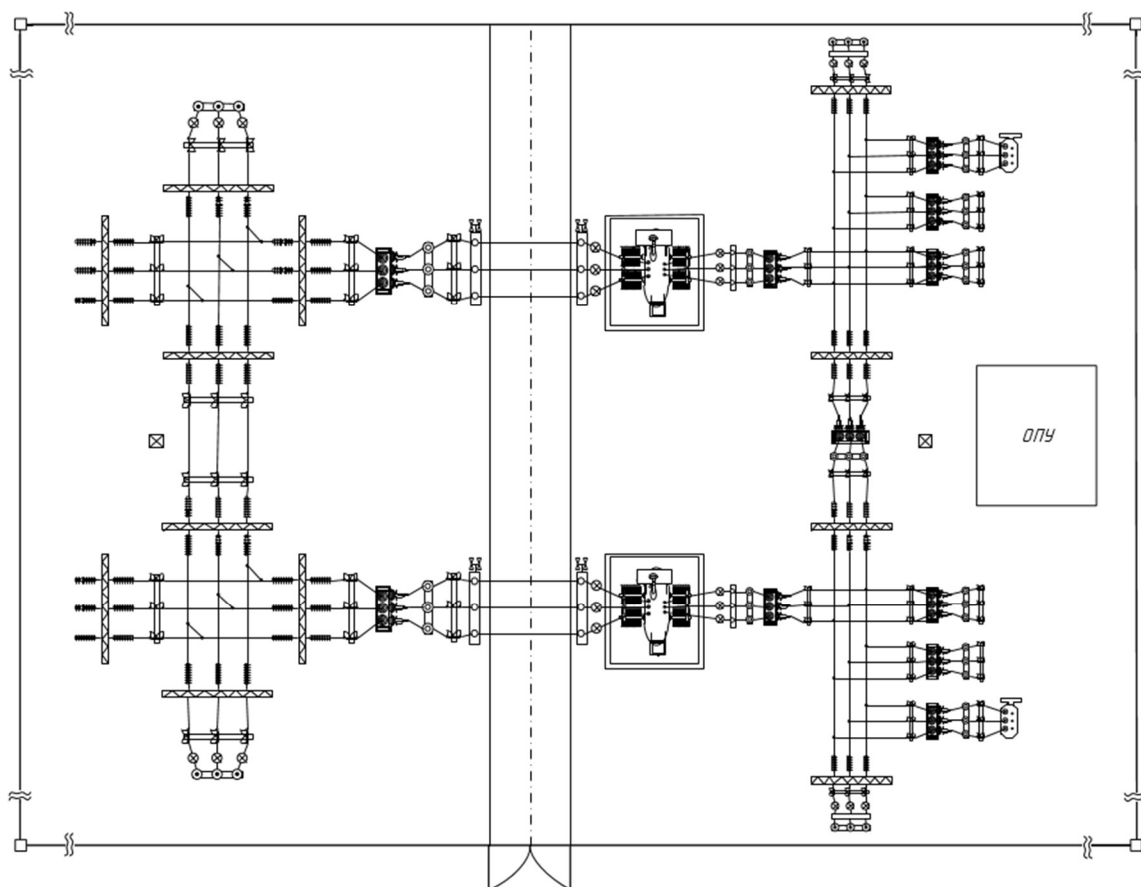


Рисунок 12 - Конструктивное исполнение подстанции однолинейной схемы
рисунка 11

Представленное конструктивное исполнение подстанции может быть применено при проектировании.

1.6 Рекомендации к проектированию ПС

Проектирование подстанции с использованием реклоузеров аналогично алгоритму технологического проектирования классической подстанции.

При проектировании подстанций должны быть выполнены условия, изложенные в таблице 17 и учитываться исходные данные, представленные в таблице 18.

Таблица 17 - Условия к проектированию подстанций

№	Условия и требования к проектированию подстанций
1	надежность и качество энергоснабжения потребителей;
2	высокий уровень технологического процесса, обеспечивающего качество строительных и монтажных работ;
3	экономическая эффективность, связанная с сокращением занимаемой объектом площади, снижение эксплуатационных затрат и капиталовложений;
4	соблюдение требований и правил промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны окружающей среды;
5	оптимальная загрузка трансформаторного оборудования, рассчитанной на момент ввода в эксплуатацию;
6	учет требований энергоэффективности в части применяемых технологий и материалов;

Таблица 18 - Исходные данные для проектирования подстанций

№	Основные исходные данные необходимые для проектирования ПС
1	2
1	характеристика района размещения ПС: климат, условия загрязнения, сейсмические условия, грозовая активность и прочее;
2	нагрузки на момент ввода в эксплуатацию с указанием распределения их по категориям надежности энергоснабжения;
3	необходимость расширения объекта в перспективе;
4	количество, единичная мощность и номинальные напряжения обмоток трансформатора;
5	необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;

1	2
6	количество отходящих линий, их нагрузки на расчетный период;
7	необходимость резервирования питания собственных нужд от независимых источников питания;
8	Необходимость установки ШР, БСК, места установки, количество, мощность;
9	рекомендации по режиму работы нейтрали в сетях 35 кВ и ниже
10	расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей;

Также, необходимо выбрать схемы электрических соединений ПС на расчетный период, для упрощения выбора следует действовать следующим алгоритмам, согласно рисункам 13 для стороны ВН и рисунку 14 для НН.



Рисунок 13 – алгоритм выбора схемы распределительного устройства ВН

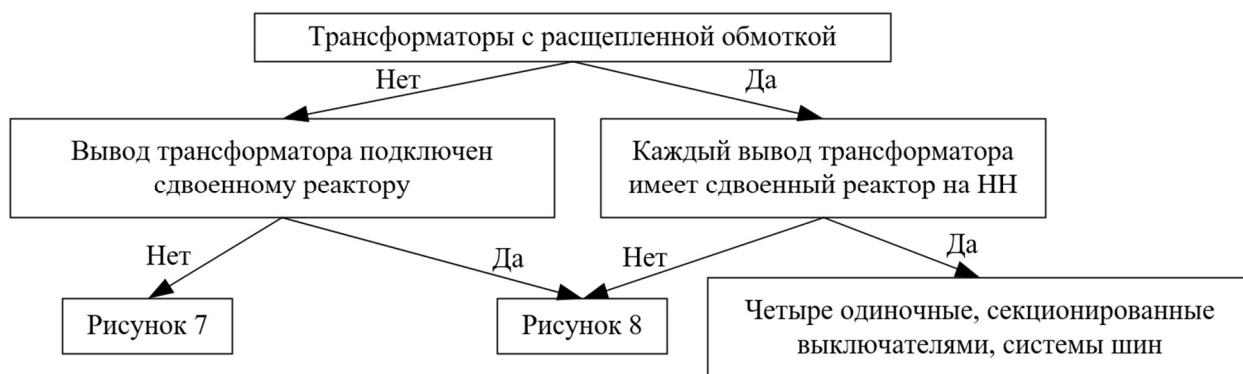


Рисунок 14 – алгоритм выбора схемы распределительного устройства НН

Выбор основного электротехнического оборудования и конструктивное исполнение подстанции осуществляется на основе представленных исходных данных. При проектировании ПС применяется оборудование отечественного производства, а также возможно применение импортного при наличии соответствующих документов о функциональных показателях этого оборудования.

Подробный расчет исходных данных и выбор оборудования представим в основной части выпускной квалификационной работе при реализации типовых решений для проектирования подстанции Гулик.

2.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования

В выпускной квалификационной работе (ВКР) все расчеты учитывают особенности окружающей среды и климатические условия местности. Поселок Гулик расположен в Северной части Верхне-Зейской равнины. Климат на территории Зейского района резко континентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная и морозная.

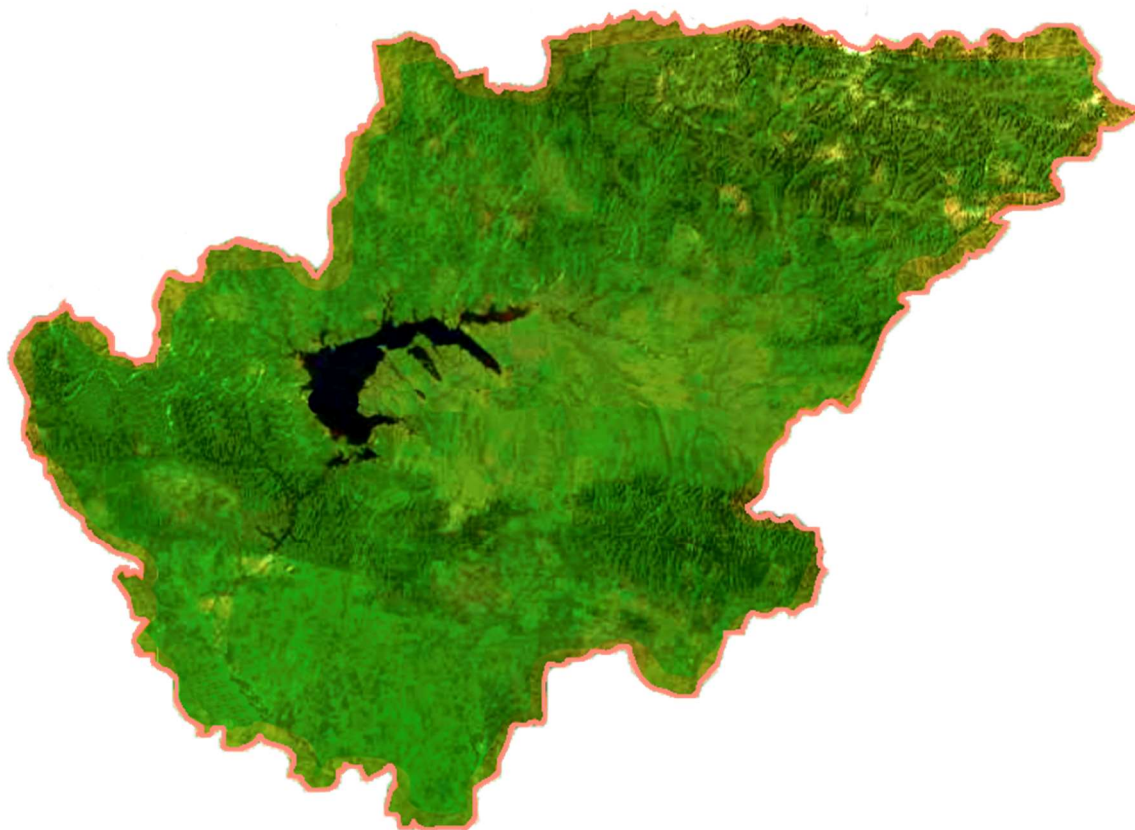


Рисунок 15 – Зейский район Амурской области

Территория Зейского района относится к районам вечной мерзлоты. Количество осадков в год варьируется в районе 584 – 560 мм. Вегетационный

период в северной части длится 95 дней, безморозный – 79 дней, средняя высота снежного покрова - 27 см. В Южной части вегетационный период - 146 дней, безморозный - 108 дней, средняя высота снежного покрова - 18 см. Основные характеристики климата города Зея приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	С
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	29 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	14 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	25 мм
5	Температура воздуха при гололеде	- 10 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 52 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36 °С
8	Глубина промерзания грунта	3 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	584 – 560 мм
11	Район по гололеду	IV
12	Ветровой район	II
13	Сейсмичность района	VI
14	Степень загрязнения атмосферы	I
15	Средняя температура зимой	- 35 °С
16	Средняя температура летом	+ 25,5 °С

2.2. Характеристика электрических сетей Зейского района

В Зейском районе Амурской области город Зея является районным центром. Электроснабжение потребителей города Зеи осуществляется двумя подстанциями 220 кВ - «Энергия», «Светлая», одной 110 кВ - «Мехзавод» и четырьмя подстанциями 35 кВ - «Протока», «Исток», «Базовая», «Речная». Для преобразования электрической энергии используется 145 трансформаторных подстанций 10(6)/0,4 кВ. Протяженность распределительных электрических сетей составляет 212 км.

Вблизи территории рассматриваемого участка проходят линии, представленные в таблице 20 и на рисунке 2.

Таблица 20 – Линии электропередачи вблизи рассматриваемого участка

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Протяженность км	Тип линии
Зейская ГЭС – ПС Амурская	500	АСО- 3х300	361,5	ВЛ
Зейская ГЭС – ПС Амурская			356,7	ВЛ
Зейская ГЭС – ПС Призейская	220	АС-300	187,2	ВЛ
Зейская ГЭС – ПС Магдагачи		АС-400	147,4	ВЛ
Зейская ГЭС – ПС Светлая		АС-300	10,36	ВЛ
Зейская ГЭС – ПС Энергия		АС-300	5,64	ВЛ
ПС Светлая – ПС Ключевая		АС-300	62	ВЛ
ПС Светлая – ПС Мехзавод	110	АС-185	3,5	ВЛ
ПС Мехзавод – ПС Пионер		АС-150	69,1	ВЛ
ПС Светлая – ПС Горная		АС-120	76	ВЛ
ПС Горная – ПС Дамбуки		АС-120	38	ВЛ
ПС Светлая – ПС Энергия	35	АС-185	5,2	ВЛ
ПС Светлая – ПС Овсянка		АС-95	29	ВЛ
ПС Светлая – ПС Овсянка		АС-70	29	ВЛ
ПС Овсянка – ПС Чалбачи		АС-35	44,3	ВЛ
ПС Чалбачи – ПС Юбилейная		АС-70	35,4	ВЛ
ПС Светлая – ПС Исток		АС-70	2,5	ВЛ
ПС Светлая – ПС Протока		АС-70	4,1	ВЛ
ПС Энергия – ПС Электростанция		АС-185	1,3	ВЛ
ПС Электростанция – ПС Базовая		АС-185	1,3	ВЛ
ПС Базовая – ПС Речная		АС-70	1	ВЛ



Рисунок 16 – Существующие ЛЭП в рассматриваемом районе

2.3. Характеристика источников питания вблизи рассматриваемого участка

Вблизи данного участка, источниками питания проектируемой ПС, могут быть следующие подстанции:

- ПС Светлая;
- ПС Энергия;

Рассмотрим ближайшие подстанции, по схемам РУ, по способам присоединения к сети, установленные на подстанциях трансформаторы и автотрансформаторы.

Таблица 21 – Подстанции по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС Светлая	Узловая
ПС Энергия	Ответвительная

Таблица 22 – РУ подстанций

Наименование ПС	Схема РУ ВН	Схема РУ СН	Схема РУ НН
ПС Светлая 220/110/35/10;	Две рабочие и обходная системы шин (220-13Н)	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (110-12)	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (35-9)
ПС Энергия 220/35/10/6;	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (220-4Н)	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (35-9)	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (10-9)

Таблица 23 – Трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Светлая	2 x АДЦТН-63000/220/110/10 2 x ТДТНГ-20000/220/35/10
ПС Энергия	2 x ТДТН-40000/220/35/10 2 x ТМН-10000/35/10

2.4. Анализ существующих режимов

Для анализа существующего режима выберем эквивалент, рассматриваемый в данном проекте. Однолинейная схема выбранного эквивалента представлена в приложении А. Проведем анализ четырех существующих режимов (в режиме максимальных и минимальных нагрузок, в аварийном и ремонтом) в программе RastrWin3. Расчет режима в период минимальных нагрузок, в ремонтном и аварийном состоянии представлен в приложении Б.

Проверим правильность выбранного эквивалента, путем сравнения параметров контрольного замера зимы 2022 года, и параметров, получившихся из расчетов в ПВК RastrWin3 взятого эквивалента.

Таблица 24 – сравнение параметров эквивалента и существующего режима

№	Название	U экв	d U экв	U суц	d U суц	U%	d U%
1	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	16.72	6.16	6.16	0.00
2	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	16.71	6.10	6.10	0.00
3	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	15.88	0.83	0.83	0.00
4	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	15.89	0.89	0.89	0.00
5	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	15.86	0.70	0.70	0.00
6	Генератор ЗГЭС	15.75	0.00	15.81	0.38	0.38	0.00
7	Шины 500 кВ ЗГЭС	523.84	4.77	523.60	4.72	-0.05	0.05
8	Шины 220 кВ ЗГЭС	235.56	7.07	238.74	8.52	1.35	-1.45
9	ВЛ ЗГЭС-отпайка Светлая	235.32	6.96	238.49	8.40	1.35	-1.44
10	ВЛ ЗГЭС-отпайка Светлая	235.32	6.96	238.49	8.40	1.35	-1.44
11	ВН ПС Светлая	234.93	6.79	237.81	8.10	1.23	-1.31
12	СН1 ПС Светлая	117.70	7.00	118.84	8.04	0.97	-1.04
13	СН2 ПС Светлая	37.44	6.97	37.01	5.74	-1.15	1.23
14	НН2 ПС Светлая	11.14	11.40	10.98	9.80	-1.44	1.60
15	ВЛ отпайка Светлая - Энергия	37.40	6.86	37.01	5.74	-1.04	1.11
16	ВЛ отпайка Светлая - Энергия	37.40	6.86	37.01	5.74	-1.04	1.11
17	ВН ПС Энергия	235.29	6.95	237.20	7.82	0.81	-0.87
18	СН ПС Энергия	37.44	6.97	36.94	5.54	-1.34	1.43
19	НН1 ПС Энергия	6.08	1.33	6.12	2.00	0.66	-0.67
20	НН2 ПС Энергия	10.91	9.10	10.59	5.90	-2.93	3.20
21	ВН ПС Исток	37.18	6.23	36.82	5.20	-0.97	1.03
22	НН ПС Исток	10.47	4.70	10.71	7.10	2.29	-2.40
23	ВН ПС Протока	37.16	6.17	36.79	5.11	-1.00	1.06
24	НН ПС Протока	10.58	5.80	10.71	7.10	1.23	-1.30
25	ВН ПС Овсянка	36.94	5.54	36.69	4.83	-0.68	0.71
26	НН ПС Овсянка	10.48	4.80	10.48	4.80	0.00	0.00

Таблица 25 – сравнение параметров эквивалента и существующего режима

Название	I max экв	I загр экв	I max суц	I загр суц	I max %	I загр %
1	2	3	4	5	6	7
Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Светлая	341.90	49.55	357.45	51.80	4.55	4.55
Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Светлая	346.19	50.17	349.34	50.63	0.91	0.91
Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	288.85	41.86	301.54	43.70	4.39	4.39
Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	299.42	43.39	304.71	44.16	1.77	1.77
СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Энергия	125.36	24.58	113.25	22.21	9.66	9.66

1	2	3	4	5	6	7
СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Энергия	125.36	24.58	113.32	22.22	9.61	9.61
Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	53.45	7.75	56.37	8.17	5.46	5.46
Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	47.19	6.84	43.89	6.36	7.00	7.00
СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энергия	19.34	3.79	18.45	3.62	4.60	4.60
СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энергия	19.34	3.79	17.98	3.53	7.03	7.03
Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исток	106.13	40.05	95.87	36.18	9.67	9.67
Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исток	106.13	40.05	95.87	36.18	9.67	9.67
ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	8.82	3.33	8.76	3.31	0.69	0.69
ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	8.82	3.33	8.37	3.16	5.11	5.11
СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	22.38	6.78	23.47	7.11	4.86	4.86
СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	19.15	7.23	19.78	7.46	3.28	3.28
Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	753.41	109.19	729.54	105.73	3.17	3.17
СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	757.18	109.74	734.87	106.50	2.95	2.95
СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	374.53	54.28	375.29	54.39	0.20	0.20
На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	78.58	15.41	74.59	14.63	5.08	5.08
На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	78.58	15.41	80.57	15.80	2.53	2.53
СН ПС Энергия - На ПС Электрокотельная	76.12	17.11	82.04	18.44	7.78	7.78
СН ПС Энергия - На ПС Электрокотельная	76.12	17.11	74.02	16.63	2.76	2.76
ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	163.41	32.04	149.42	29.30	8.56	8.56
СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	163.41	32.04	148.94	29.20	8.86	8.86
Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	6.93	3.96	6.73	3.85	2.90	2.90
ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	59.30	15.60	54.36	14.31	8.33	8.33
На ПС Горная - На ПС Дамбуки	484.93	58.08	469.25	56.20	3.23	3.23

Значение параметров отличаются меньше чем на 10%, значит эквивалент выбран верно.

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных замеров на соответствующих ПС. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в часы максимумов нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в часы минимума нагрузок.

Максимальную нагрузку, прогнозируемую на 2024 год, для подключаемой ПС возьмем из технической документации, 2,2 МВт, остальные вероятностно статические характеристики определим из графика активной нагрузки подстанции 35 кВ, питающей городские районы с комплексным составом потребителей. [4]

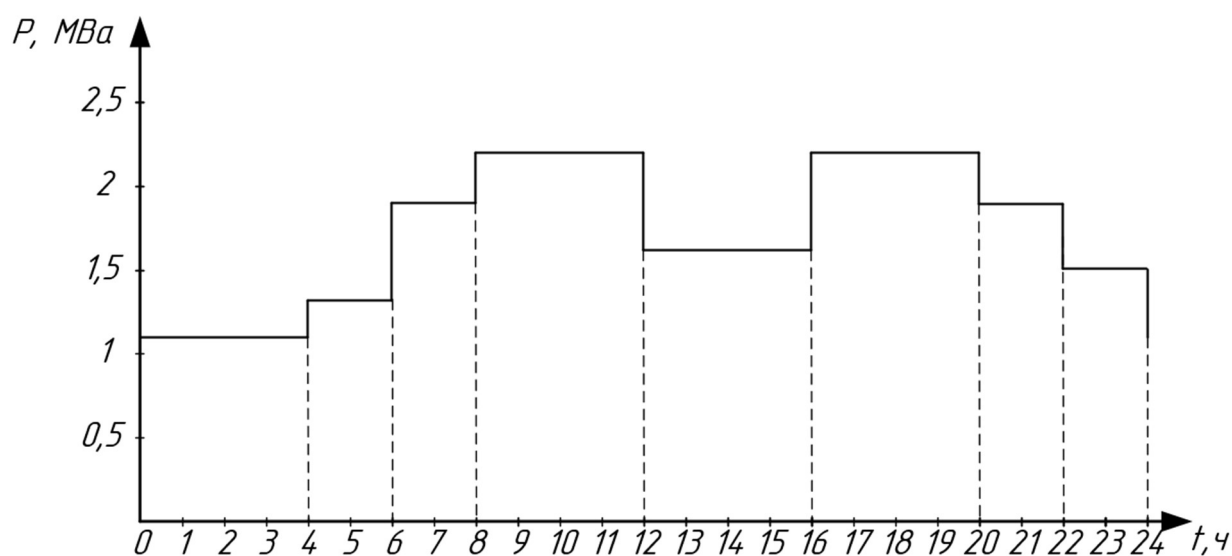


Рисунок 17- суточный график нагрузки проектируемой подстанции

Определим вероятностно статические характеристики, к которым относятся:

- Средняя активная и реактивная мощность, необходима для выбора мощности трансформатора;

- Эффективная активная и реактивная мощность, для определения потерь электроэнергии;

- Максимальная активная и реактивная мощность, для задания утяжеленного режима.

Средняя активная мощность определяется как:

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

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

P_i - i -тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_j .

$$P_{cp} = \frac{(1,1 \cdot 4) + (1,32 \cdot 2) + (1,98 \cdot 2) + (2,2 \cdot 4) + (1,76 \cdot 4) + (2,2 \cdot 4) + (1,98 \cdot 2) + (1,54 \cdot 2)}{24} = 1,78 \text{ МВА}$$

Эффективная активная мощность определяется как:

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

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{(1,1^2 \cdot 4) + (1,32^2 \cdot 2) + (1,98^2 \cdot 2) + (2,2^2 \cdot 4) + (1,76^2 \cdot 4) + (2,2^2 \cdot 4) + (1,98^2 \cdot 2) + (1,54^2 \cdot 2)}{24}} = 1,82 \text{ МВА}$$

Ниже приведена таблица с максимальными активными нагрузками подстанций и коэффициентом реактивной мощности.

Таблица 26 – Нагрузки на подстанциях

Данные	Подстанции						
	Светлая	Энергия	Исток	Протока	Овсянка	Гулик	Салют
Максимальная активная нагрузка подстанций	57,47	37,33	10,43	0,89	1,742	2,2	10,2
Коэффициент реактивной мощности, tgφ	0,3	0,49	0,34	0,31	0,46	0,4	0,47

Для определения нагрузки на существующих ПС на 2024 год воспользуемся формулой сложных процентов:

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

где $P_{cp}^{баз}$ – средняя мощность нагрузки, определим аналогично подстанции Гулик;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,067;

t_{prog} – год на который определяется электрическая нагрузка;

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

Проведем расчет на примере ПС Светлая:

$$P^{prog} = 57,47 \cdot (1 + 0,067)^{2024 - 2018} = 84,81 \text{ MВт}$$

Аналогично определяем вероятностно статические характеристики для всех подстанций

Результаты расчетов приведены в таблице 27.

Таблица 27 –Прогнозируемые на 2024 г нагрузки ПС

Подстанция	Время	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
Светлая	Зима	84,81	82,01	82,03	78,22	8,88	6,94	7,09	4,40
	Лето	44,64	39,61	39,68	34,53	13,58	10,03	10,13	8,41
Энергия	Зима	55,09	51,21	51,28	45,23	6,85	6,14	6,17	4,21
	Лето	9,42	8,76	8,77	7,74	4,62	4,14	4,16	2,84
Исток	Зима	11,87	7,68	7,92	6,23	1,11	1,07	1,07	1,02
	Лето	5,20	3,87	4,21	1,11	1,77	1,25	1,30	0,80
Протока	Зима	1,01	0,84	0,85	0,63	0,31	0,28	0,28	0,26
	Лето	0,36	0,29	0,30	0,17	0,37	0,24	0,27	0,10
Овсянка	Зима	1,98	1,57	1,58	1,30	0,63	0,49	0,49	0,31
	Лето	0,94	0,67	0,71	0,36	0,44	0,33	0,34	0,22
Гулик	Зима	2,20	1,78	1,82	0,53	0,88	0,71	0,73	0,21
	Лето	1,87	1,51	1,55	0,45	0,75	0,60	0,62	0,18
Салют	Зима	10,20	8,25	8,46	2,47	4,79	3,88	3,97	1,16
	Лето	8,67	7,01	7,19	2,10	4,07	3,29	3,38	0,99

В отношении обеспечения надежности электроснабжения потребители - электроприемники разделяются на следующие категории:

I категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

II категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

III категория – все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

На территории Гулик планируется строительство следующих объектов:

- I категория – средства связи и автоматизированная система управления и другие объекты ФКП «Управление заказчика КС Министерства обороны РФ»;

- II категория - потребители жизнеобеспечения войск, такие как освещение, тепловая нагрузка армейских палаток, столовая и другие объекты ФКП «Управление заказчика КС Министерства обороны РФ».

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ВВОДЕ ПОДСТАНЦИИ ГУЛИК

4.1. Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее строительстве

При проектировании и выборе вариантов схем необходимо соблюдать следующие принципы:

- 1) линии не должны пересекаться;
- 2) применение простых конфигураций схем РУ подстанции;
- 3) разветвление сети выполнять в узле нагрузки;
- 4) в кольцевых сетях применять один уровень номинального напряжения;
- 5) вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- 6) исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- 7) вариант должен предусматривать развитие электропотребления в узлах нагрузки.

Перед тем, как выбрать тот или иной вариант, следует обязательно убедиться в технической осуществимости каждого из них с учетом основного электрооборудования.

Кроме того, выбранные варианты должны быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, отнесенных к первой категории.

При проектировании схем необходимо придерживаться принципов экономически целесообразного формирования электрических сетей. Одним из таких принципов является использование простых схем, так как это позволяет передавать энергию потребителям наиболее коротким путем и минимизировать затраты на сооружение линий, а также экономить мощность и электроэнергию.

Кроме того, стоит стремиться к выполнению электрических сетей с минимальным количеством трансформаций напряжения, что также снижает

необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также потери мощности и электроэнергии.

Таким образом, следующие возможные варианты подключения подстанции Гулик и Салют представлены на рисунках ниже.



Рисунок 18 – Вариант 1

Для первого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Гулик протяженностью 10,2 км;
- сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ ПС Гулик – ПС Салют протяженностью 11 км;
- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных ячеек для присоединения.

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 42,4 км.

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах, замена существующих проводов не требуется.



Рисунок 19 –Вариант 2

Для второго варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Салют протяженностью 20,5 км;
- сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,1 км и присоединение отпайкой подстанции Гулик к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Салют;
- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных ячеек для присоединения.

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 43,2 км.

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах, поэтому замена существующих проводов не требуется.



Рисунок 20 –Вариант 3

Для третьего варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,1 км и присоединение отпайкой подстанции Гулик к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Овсянка;
- Сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,6 км и присоединение отпайкой подстанции Салют к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Овсянка;

Итог: Необходимо сооружеение ВЛ длиной 5,4 км.

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ ПС Светлая - ПС Овсянка находятся выше допустимых пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.

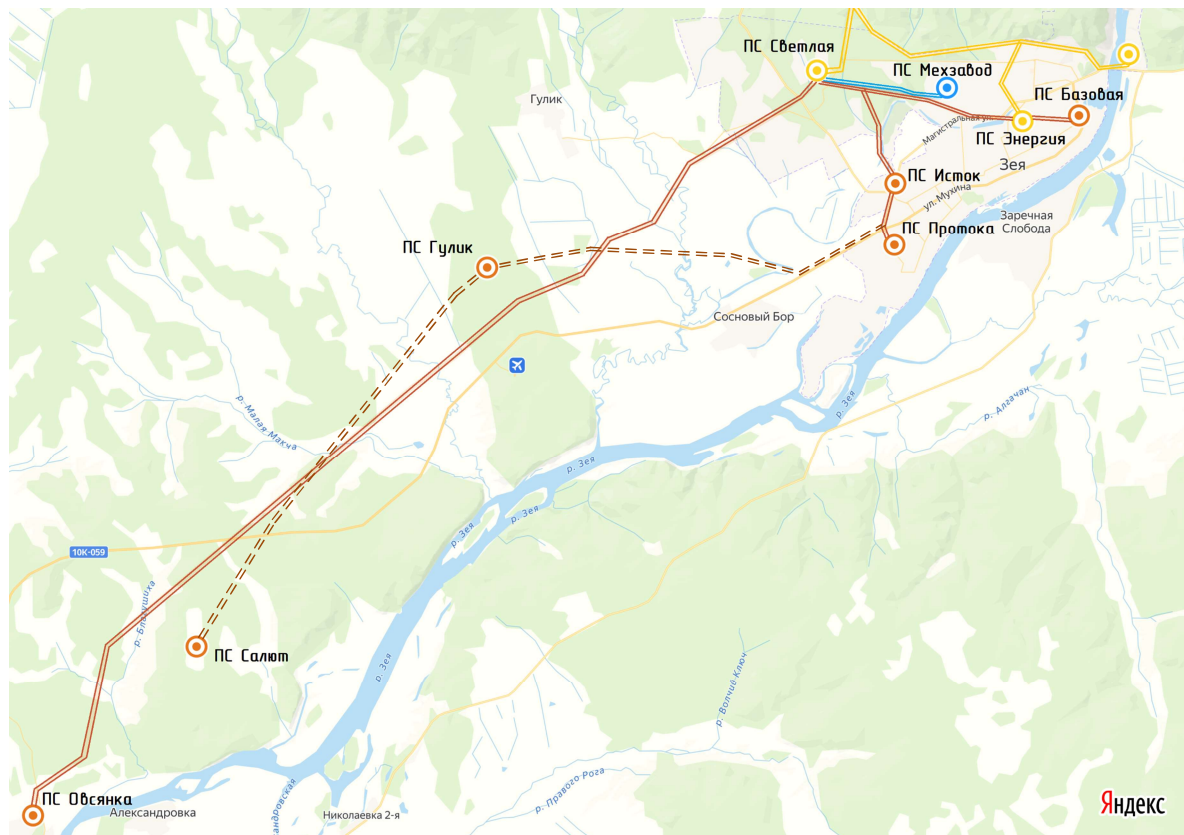


Рисунок 21 –Вариант 4

Для четвертого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 9,4 км и присоединение отпайкой подстанции Гулик к линии 35 кВ ПС Исток – ПС Протока;

- Сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ ПС Гулик – ПС Салют протяженностью 11 км;

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 40,8 км.

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ отп. на ПС Протока - ПС Протока находятся выше допустимых

пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.



Рисунок 22 –Вариант 5

Для пятого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- Сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 19,5 км и присоединение отпайкой подстанции Салют к линии 35 кВ ПС Исток – ПС Протока;

- Сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,1 км и присоединение отпайкой подстанции Гулик к линии 35 кВ отп. на ПС Салют – ПС Салют;

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 41,2 км,

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ отп. на ПС Протока - ПС Протока находятся выше допустимых

пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.



Рисунок 23 –Вариант 6

Для шестого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Гулик протяженностью 10,2 км;
- сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,6 км и присоединение отпайкой подстанции Салют к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Овсянка;
- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных ячеек для присоединения.

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 23,6 км,

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ ПС Светлая - ПС Овсянка находятся выше допустимых пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.

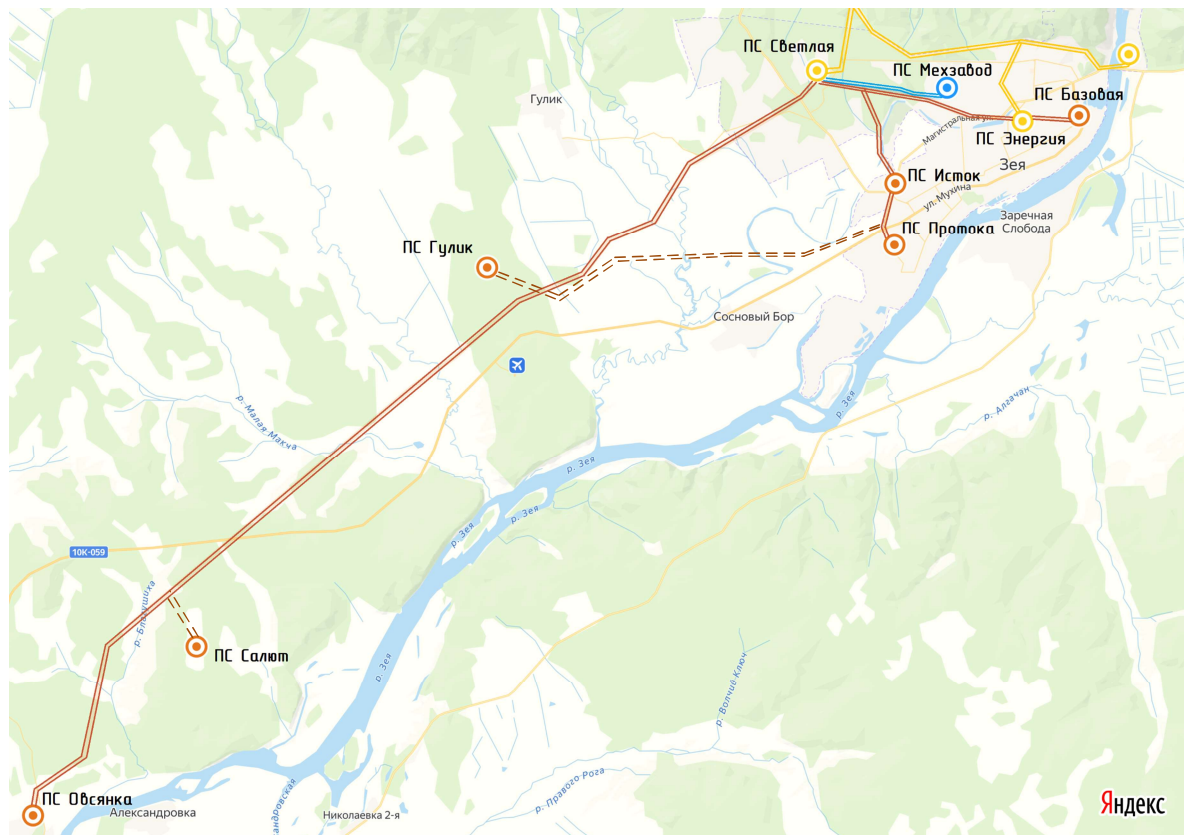


Рисунок 24 –Вариант 7

Для седьмого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 9,4 км и присоединение отпайкой подстанции Гулик к линии 35 кВ ПС Исток – ПС Протока;

- сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,6 км и присоединение отпайкой подстанции Салют к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Овсянка;

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 22 км.

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ ПС Светлая - ПС Овсянка, ВЛ отп. на ПС Протока - ПС Протока

находятся выше допустимых пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.

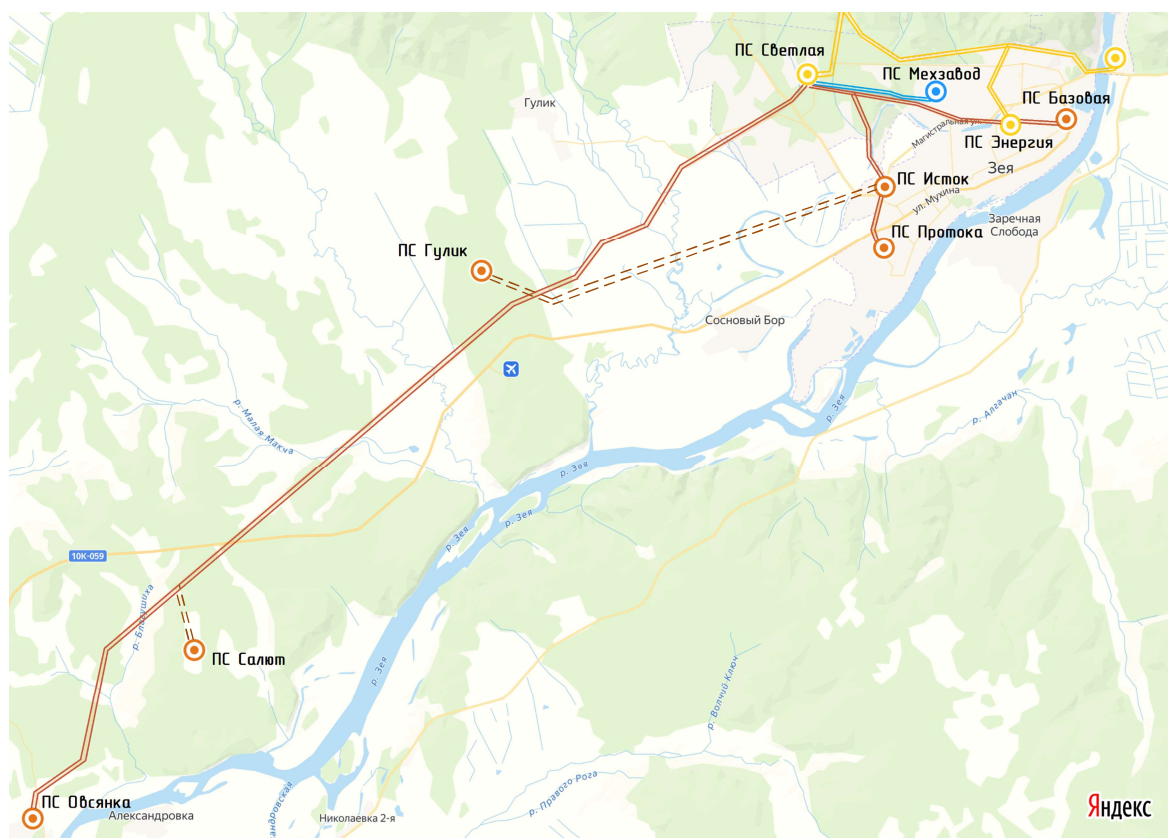


Рисунок 25 –Вариант 8

Для восьмого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- сооружение двухцепной воздушной линии 35 кВ отп. на ПС Исток – ПС Гулик протяженностью 9,8 км;
- сооружение двухцепной воздушной линии протяженностью 1,6 км и присоединение отпайкой подстанции Салют к линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Овсянка;

Итог: Необходимо сооружение ВЛ длиной 22,8 км,

Из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, технические параметры ВЛ ПС Светлая - ПС Овсянка, ВЛ отп. на ПС Протока - отп на ПС Исток находятся выше допустимых пределов, поэтому необходима замена существующих проводов большим сечением.

Для анализа предложенных вариантов сведем сведение о количестве устанавливаемых выключателей, длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 28.

Таблица 28 – общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Количество добавляемых выключателей	Длина линии, км	Дополнительная реконструкция
1	9	42,4	- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных двух ячеек
2	7	43,2	- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных двух ячеек
3	4	5,4	- реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Светлая - ПС Овсянка, замена проводом большего сечения
4	7	40,8	- реконструкция ВЛ 35 кВ отп. на ПС Протока - ПС Протока, замена проводом большего сечения
5	6	41,2	- реконструкция ВЛ 35 кВ отп. на ПС Протока - ПС Протока, замена проводом большего сечения
6	6	23,6	- сооружение на РУ СН подстанции Светлая дополнительных двух ячеек - реконструкция ВЛ 35 кВ отп. на ПС Протока - ПС Протока, замена проводом большего сечения - реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Светлая - ПС Овсянка, замена проводом большего сечения
7	5	22	- реконструкция ВЛ 35 кВ отп. на ПС Протока - ПС Протока, замена проводом большего сечения - реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Светлая - ПС Овсянка, замена проводом большего сечения
8	6	22,8	- реконструкция ВЛ 35 кВ отп. на ПС Протока - отп. на ПС Исток, замена проводом большего сечения - реконструкция ВЛ 35 кВ ПС Светлая - ПС Овсянка, замена проводом большего сечения

Таким образом наиболее перспективными вариантами является 1,2 вариант, дальнейший расчет будем проводить только для них.

4.2 Выбор номинального напряжения

Зависимость номинального напряжения от длины линии и активной мощности, протекающей по линии, является фактором в выборе напряжения.

В то же время, высокое напряжение может приводить к уменьшению сечения проводов и увеличению потерь мощности, что влечет за собой дополнительные затраты на сооружение линии. Для определения рационального напряжения в выбранных схемах часто используют формулу Илларионова, которая применима для классов напряжения, начиная с 35 кВ. Для этого необходимо знать активную мощность и длину выбранного участка с учетом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (4)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта для ВЛ от подстанции «Светлая» до подстанции Гулик:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,2} + \frac{2500}{0,5 \cdot 12,4}}} = 47,02 \text{ кВ}$$

Примем номинальное напряжение 35 кВ.

Аналогично произведем расчет для каждого участка из рассматриваемых вариантов, результаты приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Номинальные напряжения на участках сетей

Вариант схемы	Участок	Потоки мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	ПС Светлая – ПС Гулик	12,4	47,02	35
	ПС Гулик – ПС Салют	10,2	43,06	35
2	ПС Светлая – ПС Салют	10,2	44,08	35

Для 2 варианта, для подстанции Гулик, подключение осуществляется в разрез линии 35 кВ ПС Светлая – ПС Салют, также примем номинальное напряжение 35 кВ.

4.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, так как влечет за собой увеличение потерь электроэнергии. Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, которое является важным и необходимым условием экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Для выбора КУ на ПС Гулик, проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi ; \quad (5)$$

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

$\text{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [5] примем 0,4.

$$Q_{\text{э}} = 2,2 \cdot 0,4 = 0,88 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (6)$$

где P_{\max} - суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности, для проектируемой ПС с неизвестным типом потребителей, принимаем 0,4 [4].

$$Q_{\max} = 2,2 \cdot 0,4 = 0,88 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = Q_{\max} - Q_{\mathcal{E}}; \quad (7)$$

$$Q_{KV} = 0,88 - 0,88 = 0 \text{ Мвар}$$

Так как получившееся значение равно нулю, то подстанция не нуждается в установке компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения.

Тогда некомпенсированная реактивная мощность будет равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{KV\Phi}; \quad (8)$$

где $Q_{KV\Phi}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, в нашем случае она равна нулю.

$$Q_{\text{неск}} = 0,88 - 0 = 0,88 \text{ МВАр}$$

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность для подстанции Салют:

$$Q_{\text{э}} = 10,2 \cdot 0,4 = 4,08 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad (9)$$

$$Q_{\text{max}} = 10,2 \cdot 0,47 = 4,794 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}}; \quad (10)$$

$$Q_{\text{КУ}} = 4,794 - 4,08 = 0,714 \text{ Мвар}$$

Определяем реактивную мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{\text{КУ}1\text{сш}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{КУ}}}{N_{\text{сш}}}; \quad (11)$$

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

По найденному значению $Q_{\text{КУ}1\text{сш}}$ выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{КУ1cu} = 1,1 \cdot \frac{0,714}{2} = 0,393 \text{ МВАр.}$$

Для подстанции «Салют» выбираем КУ типа 2хУКРП-56-10,5-450 УЗ.

$$Q_{КУФ} = 0,45 \cdot 2 = 0,9 \text{ МВАр.}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУФ}; \quad (12)$$

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

$$Q_{неск} = 4,794 - 0,9 = 3,894 \text{ МВАр.}$$

Количество и марка выбранных устройств компенсации реактивной мощности представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Компенсирующие устройства

ПС	Номинальная мощность КУ, $Q_{неск}$ квар	Количество и марка батареи
Салют	3,894	2хУКРП-56-10,5-450УЗ

4.4 Выбор сечений проектируемых линий электропередач

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Выбор сечения проводов производится методом экономической плотности тока.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max z}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (13)$$

где I_{\max} - максимальный ток, А;

$P_{\max z}$ - 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.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономической плотности тока выберем сечение проводов ВЛЭП:

$$I_{p(i)} = I_{\max(i)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T. \quad (14)$$

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 1,1.

Далее по расчетному току выбирается сечение провода рассчитываемого участка по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{p(i)}}{j_{\text{эк}}}, \quad (15)$$

где $j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока.

При числе часов использования максимума, равного 2920 ч, экономическая плотность тока будет равна:

$$j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$$

Так как в 1 варианте подключение линии необходимо для питания двух подстанций, проведем расчет максимального тока для участка ПС Светлая - ПС Гулик, для этого суммируем нагрузку обеих подстанций:

$$P_{\text{max}} = 2,2 + 10,2 = 12,4 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{неск}} = 0,88 + 3,894 = 4,774 \text{ МВар}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{12,4^2 + 4,774^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot 10^3 = 109,59 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = 109,59 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 126,58 \text{ А}$$

Отсюда сечение провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{126,58}{1,3} = 97,37 \text{ мм}^2$$

Зейский район имеет район по гололеду IV, для сооружения линии прием к установке стальные опоры, тогда на данном участке прием провод марки АС-95/16 [4].

Дальнейшие расчеты представим в таблице 31.

Таблица 31 - Расчетные токи и сечения ЛЭП для каждого варианта

Вариант	Участок	I_{\max}, A	I_p, A	Расчетное сечение	Марка
1	ВЛ ПС Светлая - ПС Гулик	109,59	126,58	97,37	АС-95/16
	ВЛ ПС Гулик - ПС Салют	90,05	104,01	80,01	АС-70/11
2	ВЛ ПС Светлая - отпайка на ПС Гулик	109,59	126,58	97,37	АС-95/16
	Отпайка на ПС Гулик- ПС Салют - ПС Гулик	19,54	22,57	17,4	АС-50/8
	Отпайка на ПС Гулик - ПС Салют	90,05	104,01	80,01	АС-70/11

4.5 Выбор однолинейной схемы ПС

В данном пункте будут рассматриваться схемы РУ, для понижающей двухтрансформаторной ПС.

При выборе схемы станции и ПС следует учитывать число присоединений, требования по надежности электроснабжения потребителей и обеспечения пропускания через ПС перетоков мощности по магистральным линиям, возможности перспективного развития.

Схемы станций и ПС должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

Схемы ПС выбираются на основании раздела 1.

При выборе схемы РУ, учитываем, что проектируемая подстанция является тупиковой.

Выбираем следующие схему РУ.

1. На ВН для первого варианта примем к установке следующую схему – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии.

На ВН для второго варианта примем к установке следующую схему – два блока с выключателями в цепях линий и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

2. На НН примем к установке схему – одна рабочая секционированная выключателем система шин, применяются и рекомендуются при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на ОВ. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток, в этом случае питание потребителей осуществляется через ОВ.

Основные критерии данных схем изложены в разделе 1.

4.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе типа и мощности трансформатора следует учитывать возможность кратковременного превышения установленной мощности трансформатора на время прохождения максимальных пиков нагрузки в послеаварийном режиме, когда один трансформатор находится в работе [6].

На подстанции Гулик имеются два класса напряжения и потребители 1 категории электроснабжения. Из этого следует, что в состав подстанции должны входить 2 трехфазных двухобмоточных трансформатора [6].

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и не скомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{cpi}^2}}{n_{mp} \cdot K_3}, \quad (16)$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – среднее значение реактивной мощности в зимний период;

K_3 – коэффициент загрузки для двух трансформаторов принимается равным 0,7 [6];

$n_{тр}$ - число установленных трансформаторов на подстанции.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов.

По требованию к проектированию подстанции Гулик, необходимо чтобы было установлено 2 двухобмоточных трансформатора номинальной мощностью 4 МВА. Выбираем трансформатор ТМН-4000/35 У1 от компании-изготовителя «СВЭЛ» [7].

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{zi}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{срi}^2}}{n_{тр} \cdot S_{Тном}}, \quad (17)$$

$$K_{zi}^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{срi}^2}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (18)$$

где $S_{Тном}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{1,78^2 + 0,88^2}}{2 \cdot 4} = 0,25$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,45 до 0,7. Предполагается работа одного трансформатора.

$$K_3^{П/AB} = \frac{\sqrt{1,78^2 + 0,88^2}}{1 \cdot 4} = 0,5$$

Получение значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно не превышать 1,4. Условие выполняется.

По требованию к проектированию подстанции Салют, необходимо чтобы было установлено 2 двухобмоточных трансформатора номинальной мощностью 16 МВА. Выбираем трансформатор ТДНС-16000/35 У1 от компании «СВЭЛ» [7].

Произведем аналогичную проверку:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{8,25^2 + 3,89^2}}{2 \cdot 16} = 0,29$$

Полученное значение коэффициента ниже оптимального предела, следовательно, потери на трансформаторе будут выше. Также предполагается работа одного трансформатора, второй в качестве резерва.

$$K_3^{П/AB} = \frac{\sqrt{8,25^2 + 3,89^2}}{1 \cdot 16} = 0,58$$

Получение значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме должно не превышать 1,4. Условие выполняется.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В предыдущих разделах были выбраны варианты сети №1 и №2. На данном необходимо проанализировать технико-экономические показатели вышеуказанных вариантов в целях выбора оптимального. Сопоставление осуществляется по результатам расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Для расчетов будет использован метод статических приведенных затрат на основании следующих положений [8]:

- длительность строительства составляет не больше длительности одного этапа;
- единовременное вложение капиталовложений;
- ежегодные эксплуатационные расходы неизменны в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети.

Экономическим критерием, по которому определяют выгодный вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I, \quad (19)$$

где E_H - коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;

K - единовременные капитальные вложения на сооружение сети;

I - ежегодные эксплуатационные издержки.

Коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений определяется по формуле:

$$E_H = \frac{1}{T_H}, \quad (20)$$

где T_H – срок окупаемости проекта.

$$E_H = \frac{1}{7} = 0,14.$$

5.1 Расчет капиталовложений

Применимо к электрическим сетям, капитальные вложения являются расходами, необходимыми для сооружения энергетических объектов: электрических сетей, подстанций:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (21)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций;

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий.

Также дополнительно в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, вложения на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории. Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{От.З} + K_{П} + K_{РВ} + K_{ТР} + K_{КВ}) \cdot K_{Р} \cdot K_{ИНФ}, \quad (22)$$

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

$K_{П}$ – постоянная часть затрат на 2008 год, для схемы под рисунком ** 4700 тыс. руб, для схемы под рисунком 7100 тыс. руб [9];

K_{PY} – стоимость распределительных устройств, принимаем для одного вакуумного реклоузера на стороне ВН 600 тыс. руб., на стороне НН – 400 тыс. руб. [9];

K_{TP} – суммарная стоимость трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, т.к. КУ устанавливается на стороне НН (10 кВ), для ПС Салют примем $K_{КУ} = 187,6$ тыс. руб.;

K_P – районный коэффициент, для Зейского района он равен 1,3 ;

$K_{ИНФ}$ – индекс изменения сметной стоимости с 2008 года по 2023 год, принимаем равным 2,02 [9].

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{OT.3} = S_{OT.3} \cdot Ц_{OT.3} \cdot K_P \cdot K_{ИНФ}, \quad (23)$$

где $S_{OT.3}$ – площадь отвода земли для строительства ПС, для подстанции 35 кВ принимаем 2500 м² [9];

$Ц_{OT.3}$ – стоимость отвода земли на 2008 год, принимаем 7 тыс. руб [9].

В качестве примера определим капиталовложения на ПС Гулик первого варианта:

$$K_{OT.3} = 2500 \cdot 7 \cdot 1,3 \cdot 2,02 = 45955 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{PY} = 3 \cdot 560 + 9 \cdot 320 = 4560 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 2100 = 4200 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем в таблицу 32 общие капиталовложения по подстанциям.

Таблица 32 – Капиталовложения на сооружения ПС

Вариант	ПС	$K_{OT.3}$	$K_{ПОСТ}$	$K_{РУ}$	$K_{ТР}$	$K_{КУ}$
1	Гулик	45955	7100	4560	4200	0
	Салют	45955	4700	4000	8000	375,2
Итого		91910	11800	8560	12200	375,2
2	Гулик	45955	4700	4000	4200	0
	Салют	45955	4700	4000	8000	375,2
Итого		91910	9400	8000	12200	375,2

Определим капитальные вложения на сооружение подстанций в каждом варианте, тыс. руб.:

$$K_{ПС1} = (91910 + 11800 + 8560 + 12200 + 375,2) \cdot 10^{-3} = 124845,2$$

$$K_{ПС2} = (91910 + 9400 + 8000 + 12200 + 375,2) \cdot 10^{-3} = 121885,2$$

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{Л} = (K_{OT.3} + (l_{\Sigma} \cdot c_0 \cdot n)) \cdot K_P \cdot K_{ИНФ}, \quad (24)$$

где $K_{OT.3}$ - стоимость отвода земли и вырубку просеки;

l_{Σ} - длина линии, км;

c_0 - стоимость сооружения 1 км линии, равное на 2012 год 1307 тыс. руб.

[9];

n - число параллельных цепей проектируемой линии.

Капиталовложения на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле:

$$K_{OT.3} = l \cdot S_{OT.3} \cdot Ц_{OT.3} \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} + 3_{ПР} \cdot l \cdot K_P \cdot K_{ИНФ}, \quad (25)$$

где l - длина трассы;

$S_{от.з}$ - площадь отвода земли на 1 км, равная 65 м²;

$Z_{пр}$ - затраты на вырубку просеки, равная на 2012 год 165 тыс. руб./км [9].

В качестве примера, рассчитаем капиталовложения для первого варианта на участке ПС Светлая - ПС Гулик, тыс. руб.:

$$K_{от.з} = 10,2 \cdot 65 \cdot 7 \cdot 1,3 \cdot 2,02 + 165 \cdot 10,2 \cdot 1,3 \cdot 1,12 = 14637,7$$

$$K_{л} = 14637,7 + 10,2 \cdot 1307 \cdot 1,3 \cdot 1,12 = 34048,22$$

Аналогично определяем для других участков. Результаты расчёта сводим в таблицу 33.

Таблица 33 – Капиталовложения на строительство линий

Вариант	Участок	$K_{от.з}$	$K_{л}$
1	ВЛ ПС Светлая - ПС Гулик	14637,7	34048,2
	ВЛ ПС Гулик - ПС Салют	15785,8	36718,7
Итого		30423,5	70766,9
2	ВЛ ПС Светлая - ПС Салют	29418,9	68430,2
	ВЛ ПС Гулик - отп. ВЛ ПС Светлая - ПС Салют	1578,6	3671,9
Итого		30997,5	72102,1

Определим общие капитальные вложения на сооружение линий и ПС для двух вариантов, тыс. руб:

$$K_1 = 124845,2 + 70766,9 = 195612,1$$

$$K_2 = 121885,2 + 72102,1 = 193987,3$$

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии [8]:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (26)$$

где $I_{P.O.}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию линий и подстанций;

I_A - ежегодные издержки на амортизацию линий и ПС;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии в сети.

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_{CP}}, \quad (27)$$

где T_{CP} - срок службы оборудования, принимаем равным 20 годам.

Издержки на ремонт и оборудование рассчитываются следующим образом:

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.L} \cdot K_L + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (28)$$

где $\alpha_{P.O.L}$ - норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ, принимаем равной 0,008 [9];

$\alpha_{P.O.ПС}$ - норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций, равная 0,044.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в сети определяется как:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ - удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях, равное 3,2 тыс. руб./МВт·ч.

Потери электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ}, \quad (30)$$

где $\Delta W_{Л}$ - потери электроэнергии в линиях;

$\Delta W_{ПС}$ - потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ - потери электроэнергии в КУ.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л} \cdot T_{Г}, \quad (31)$$

где P_{cp} , $Q_{неск}$ - потоки активной и некомпенсированной реактивной мощности, протекающие по линии;

$T_{Г}$ - количество часов в году, равное 8760 ч;

$R_{Л}$ - сопротивление линии.

Активное сопротивление линии:

$$R_{Л} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l, \quad (32)$$

где n - число цепей;

r_0 - удельное сопротивление провода.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left[\Delta P_C + \Delta P_{M.HOM} \cdot \left(\frac{S}{S_{m.HOM}} \right)^2 \right] \cdot T_G, \quad (33)$$

где ΔP_C - потери активной мощности в стали;

$\Delta P_{M.HOM}$ - потери активной мощности в меди.

Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{KV} = \Delta P_{KV} \cdot Q_{KV} \cdot T_G, \quad (34)$$

где ΔP_{KV} - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ;

Q_{KV} - мощность компенсирующего устройства.

Определим амортизационные издержки для двух вариантов:

$$I_{A1} = \frac{195612,1}{20} = 9780,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{A2} = \frac{193987,3}{20} = 9699,4 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на ремонт и оборудование:

$$I_{P.O.1} = 0,008 \cdot 70766,9 + 0,044 \cdot 124845,2 = 6059,3 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{P.O.2} = 0,008 \cdot 72102,1 + 0,044 \cdot 121885,2 = 5939,8 \text{ тыс. руб.}$$

Определим активные сопротивления на участках линий.

Расчёт рассмотрим на примере участка ВЛ ПС Светлая - ПС Гулик:

$$R_1 = \frac{1}{2} \cdot 0,306 \cdot 10,2 = 1,56 \text{ Ом}, \quad (35)$$

Далее расчёт проводим аналогично, результаты сводим в таблицу 34.

Таблица 34 – Сопротивления проводов

Вариант	Участок	Сопротивление, Ом
1	ВЛ ПС Светлая - ПС Гулик	1,561
	ВЛ ПС Гулик - ПС Салют	2,354
2	ВЛ ПС Светлая - отп. на ПС Гулик	1,545
	ВЛ отп. на ПС Гулик - ПС Салют	2,226
	ВЛ отп. на ПС Гулик - ПС Гулик	0,358

Потери электрической энергии в линиях:

$$\Delta W_{Л1} = \frac{10,03^2 + 4,77^2}{35^2} \cdot 1,561 \cdot 8760 + \frac{8,25^2 + 3,89^2}{35^2} \cdot 2,354 \cdot 8760 = 2777,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{Л2} = \frac{10,03^2 + 4,77^2}{35^2} \cdot 1,545 \cdot 8760 + \frac{8,25^2 + 3,89^2}{35^2} \cdot 2,226 \cdot 8760 + \frac{1,78^2 + 0,88^2}{35^2} \cdot 0,358 \cdot 8760 = 2697,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электрической энергии при одном работающем трансформаторе:

$$\Delta W_{TR.Гулик} = \left[0,0067 + 0,0335 \cdot \left(\frac{1,98}{4} \right)^2 \right] \cdot 8760 = 130,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{TP.Салют} = \left[0,021 + 0,085 \cdot \left(\frac{9,12}{16} \right)^2 \right] \cdot 8760 = 425,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{ПС} = 130,6 + 425,9 = 556,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах ПС Салют:

$$\Delta W_{KV} = 0,15 \cdot 900 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1,2 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда потери в элементах сети:

$$\Delta W_1 = 2777,4 + 556,5 + 1,2 = 3335,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_2 = 2697,3 + 556,5 + 1,2 = 3255 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в сети для двух вариантов:

$$I_{\Delta W1} = 3335,1 \cdot 3,2 = 10672,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Delta W2} = 3255 \cdot 3,2 = 10416 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда эксплуатационные издержки:

$$I_1 = 6059,3 + 9780,6 + 10672,3 = 26512,2 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_2 = 5939,8 + 9699,4 + 10416 = 26055,2 \text{ тыс. руб.}$$

5.3 Определение эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Статические приведенные затраты для двух вариантов:

$$Z_1 = 0,14 \cdot 195612,1 + 26512,2 = 53897,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,14 \cdot 193987,3 + 26055,2 = 53213,4 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты в таблицу 35.

Таблица 35 - результаты расчетов рассматриваемых вариантов

Вариант	<i>K</i> , тыс. руб.	<i>I</i> , тыс. руб.	<i>Z</i> , тыс. руб.
1	195612,1	26512,2	53897,9
2	193987,3	26055,2	53213,4

Для дальнейшего расчета выбираем вариант 2, в котором присоединение подстанции Гулик осуществляется отпайкой к ВЛ 35 кВ ПС Светлая - ПС Салют, т.к. данный вариант обладает меньшими среднегодовыми затратами, издержками и капиталовложениями.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Нарушение изоляции электрических цепей часто вызывает короткие замыкания, которые могут проходить через переходное сопротивление.

Расчет токов короткого замыкания имеет несколько важных целей, таких как определение условий выбора и проверки электрооборудования, выбор уставок и оценка работы релейной защиты и автоматики, оценка влияния токов нулевой последовательности на линии связи и выбор заземляющих устройств.

6.1 Составление параметров схемы замещения

Для дальнейшего расчета электрической сети необходимо рассчитать сопротивления в относительных единицах для трансформаторов, линии, нагрузки при прямой и обратной последовательности по следующим формулам [10]:

- для двухобмоточного трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}}, \quad (36)$$

где $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

S_{δ} - базисная мощность, принимаем 1000 МВА;

$S_{номт}$ - номинальная мощность трансформатора.

- для трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора:

$$X_B = \frac{0,5}{100} \cdot (U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}}, \quad (37)$$

$$X_C = \frac{0,5}{100} \cdot (U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}}, \quad (38)$$

$$X_H = \frac{0,5}{100} \cdot (U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номт}}, \quad (39)$$

где $U_{кВН}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и НН;

$U_{кВС}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками ВН и СН;

$U_{кСН}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками СН и НН;

- для линий прямой и обратной последовательности:

$$X_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (40)$$

где x_0 - удельное индуктивное сопротивление линии;

l - длина линии;

U_{cp} - среднее номинальное напряжение.

- для обобщённой нагрузки прямой последовательности:

$$X_H = 1,2 \frac{S_{\sigma}}{S_n}, \quad (41)$$

где S_n - мощность нагрузки.

- для обобщенной нагрузки обратной последовательности:

$$X_{2H} = 0,35 \frac{S_{\sigma}}{S_n}, \quad (42)$$

Произведем расчет для трансформаторов.

Для двухобмоточных трансформаторов Зейской ГЭС на стороне 500 кВ:

$$X_{T1} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,52 \text{ о.е.}$$

Для двухобмоточных трансформаторов Зейской ГЭС на стороне 220 кВ:

$$X_{T2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44 \text{ о.е.}$$

Для однофазного автотрансформатора:

$$X_B = \frac{0,5}{100} \cdot (35 + 11 - 21,5) \cdot \frac{1000}{501} = 0,24 \text{ о.е.}$$

$$X_C = \frac{0,5}{100} \cdot (11 + 21,5 - 35) \cdot \frac{1000}{501} = 0 \text{ о.е.}$$

Для трехобмоточного трансформатора на подстанции Светлая:

$$X_B = \frac{0,5}{100} \cdot (20 + 12,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{40} = 3,25 \text{ о.е.}$$

$$X_C = \frac{0,5}{100} \cdot (12,5 + 6,5 - 20) \cdot \frac{1000}{40} = 0 \text{ о.е.}$$

Для двухобмоточного трансформатора, когда один из них находится в «горячем резерве»:

$$X_{T3} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии, соединяющая ЗГЭС и ПС Светлую:

$$X_{Л1} = 0,5 \cdot 0,422 \cdot 10,36 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,04 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии, соединяющая ПС Светлую и ПС Гулик:

$$X_{Л2} = 0,5 \cdot \left(0,421 \cdot 10,1 \cdot \frac{1000}{35^2} + 0,435 \cdot 1,1 \cdot \frac{1000}{35^2} \right) = 1,93 \text{ о.е.}$$

Обобщенная нагрузка на подстанции Гулик:

- прямой последовательности:

$$X_H = 1,2 \frac{1000}{1,98} = 606,06 \text{ о.е.}$$

- обратной последовательности:

$$X_{2H} = 0,35 \frac{1000}{1,98} = 176,76 \text{ о.е.}$$

6.2 Определение параметров генераторов

Паспортные данные генераторов приведены в таблице 36.

Таблица 36 - Паспортные данные генераторов на Зейской ГЭС

Тип		СВ-1130/220-44ХЛ4
Номинальная мощность	Полная, МВА	253
	Активная, МВт	215
Номинальное напряжение, кВ		15,75
Коэффициент мощности cosφ		0,85
Частота вращения		136,4
Номинальный ток статора, А		9274
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
Номинальное напряжение возбуждения, В		355
Сверхпереходная ЭДС генератора (о.е.) E'' _d		1,13
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	Синхронное X _d	1,05
	Переходное X' _d	0,32
	Сверхпереходное X'' _d	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X ₂		0,21

Сопротивления прямой последовательности генераторов:

$$X_C = X_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}, \quad (43)$$

где X_d'' - сверхпереходное индуктивное сопротивление;

$S_{ном}$ - номинальная мощность генератора.

$$X_C = 0,21 \cdot \frac{1000}{253} = 0,83 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обратной последовательности генераторов:

$$X_{2C} = X_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}, \quad (44)$$

где X_2 - индуктивное сопротивление обратной последовательности.

$$X_{2C} = 0,21 \cdot \frac{1000}{253} = 0,83 \text{ о.е.}$$

6.3 Составление схем замещения для расчёта токов КЗ

Для расчета токов короткого замыкания была составлена схема замещения, на которой отобразили все сопротивления, необходимые для расчета, рисунок 26.

Схема замещения проектируемой сети представлена в приложении В.

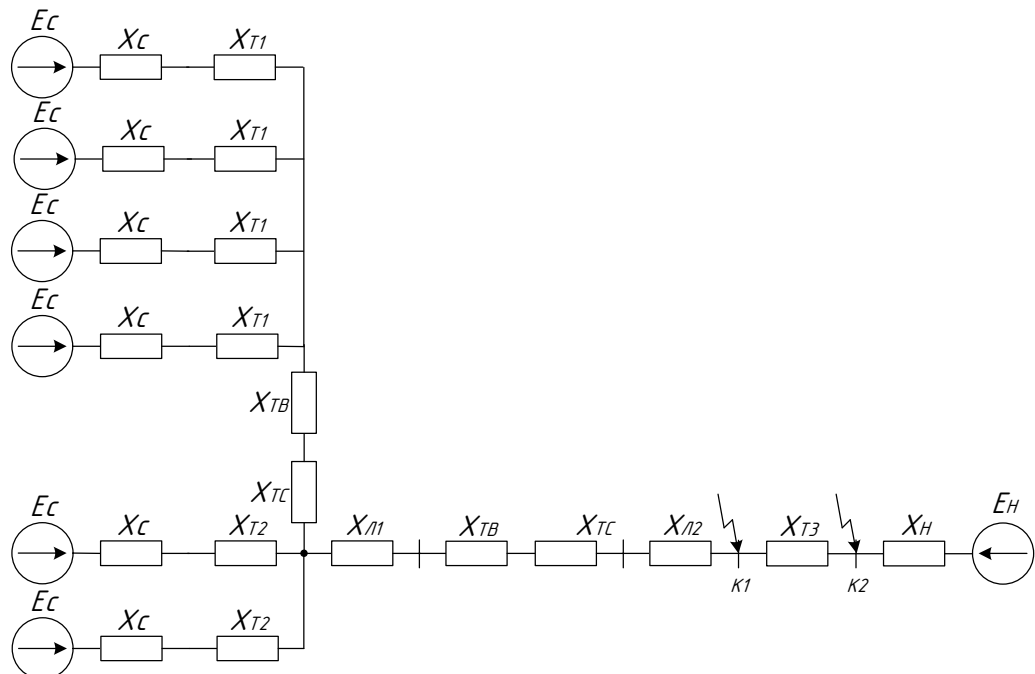


Рисунок 26 - Расчетная схема замещения сети

Эквивалентирuem схему замещения относительно точки К1.

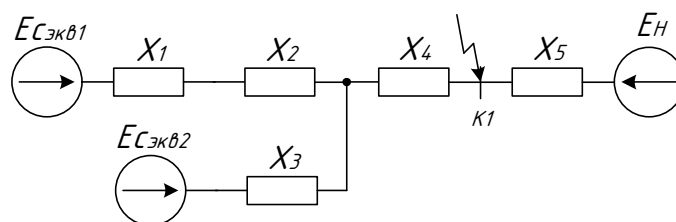


Рисунок 27 - Преобразование схемы замещения для К1

$$X_1 = \frac{1}{\frac{1}{X_C + X_{T1}} + \frac{1}{X_C + X_{T1}} + \frac{1}{X_C + X_{T1}} + \frac{1}{X_C + X_{T1}}}, \quad (45)$$

$$X_1 = \frac{1}{\frac{1}{0,83 + 0,52} + \frac{1}{0,83 + 0,52} + \frac{1}{0,83 + 0,52} + \frac{1}{0,83 + 0,52}} = 0,34 \text{ o.e.}$$

$$X_2 = X_{TB} + X_{TC}, \quad (46)$$

$$X_2 = 0,24 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{X_C + X_{T2}} + \frac{1}{X_C + X_{T2}}}, \quad (47)$$

$$X_3 = \frac{1}{\frac{1}{0,83 + 0,44} + \frac{1}{0,83 + 0,44}} = 0,64 \text{ o.e.}$$

$$X_4 = X_{J1} + X_{TB} + X_{TC} + X_{J2}, \quad (48)$$

$$X_4 = 0,04 + 3,25 + 1,93 = 5,22 \text{ o.e.}$$

$$X_5 = X_{T3} + X_H, \quad (49)$$

$$X_5 = 18,75 + 606,06 = 624,81 \text{ o.e.}$$

$$E_{C_{экв1}} = \frac{E_C \cdot \frac{1}{X_C + X_{T1}}}{\frac{1}{X_C + X_{T1}}}, \quad (50)$$

$$E_{C_{экв1}} = \frac{1,13 \cdot \frac{1}{0,83 + 0,52}}{\frac{1}{0,83 + 0,52}} = 1,13 \text{ о.е.}$$

$$E_{C_{экв2}} = \frac{E_C \cdot \frac{1}{X_C + X_{T2}}}{\frac{1}{X_C + X_{T2}}}, \quad (51)$$

$$E_{C_{экв2}} = \frac{1,13 \cdot \frac{1}{0,83 + 0,44}}{\frac{1}{0,83 + 0,44}} = 1,13 \text{ о.е.}$$

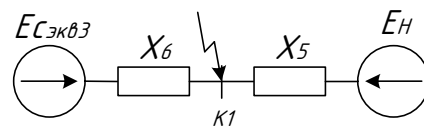


Рисунок 28 - Преобразованная схема замещения для точки К1

$$E_{C_{экв3}} = \frac{1,13 \cdot \frac{1}{X_1 + X_2}}{\frac{1}{X_3}}, \quad (52)$$

$$E_{C_{\text{кв3}}} = \frac{1,13 \cdot \frac{1}{0,34 + 0,24}}{\frac{1}{0,64}} = 1,25 \text{ о.е.}$$

$$X_6 = \frac{(X_1 + X_2) \cdot X_3}{X_1 + X_2 + X_3} + X_4, \quad (53)$$

$$X_6 = \frac{(0,34 + 0,24) \cdot 0,64}{0,34 + 0,24 + 0,64} + 5,22 = 5,52 \text{ о.е.}$$

6.4 Расчет токов короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться суммой всех токов, протекающих по ветвям. Т.е. для начала требуется вычислить ток отдельно для каждой ветви.

$$I_{\text{Пoi}}^{(3)} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (54)$$

где $I_{\bar{\sigma}}$ - базисный ток.

Определяем базисный ток для точки К1:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}1}}, \quad (55)$$

$$I_{\bar{\sigma}1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ кА}$$

где $U_{\bar{\sigma}1}$ - базисное напряжение, для точки К1 принимаем 38,5 кВ

Тогда трехфазный ток для точки К1:

$$I_{\text{ПОК1с}}^{(3)} = \frac{E_{\text{Сэкв3}}}{X_6} \cdot I_{\text{б1}}, \quad (56)$$

$$I_{\text{ПОК1с}}^{(3)} = \frac{1,25}{5,52} \cdot 14,996 = 3,39$$

$$I_{\text{ПОК1н}}^{(3)} = \frac{E_H}{X_5} \cdot I_{\text{б1}}, \quad (57)$$

где E_H - ЭДС нагрузки, принимаем равным 1.

$$I_{\text{ПОК1н}}^{(3)} = \frac{1}{624,81} \cdot 14,996 = 0,02 \text{ кА}$$

Для точки К1 трехфазный ток равен:

$$I_{\text{ПОК1}}^{(3)} = I_{\text{ПОК1с}}^{(3)} + I_{\text{ПОК1н}}^{(3)}, \quad (58)$$

$$I_{\text{ПОК1}}^{(3)} = 3,39 + 0,02 = 3,41 \text{ кА.}$$

После аналогичных преобразований для точки К2, базисный ток равен:

$$I_{\text{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,985 \text{ кА}$$

где $U_{\text{б1}}$ - базисное напряжение, для точки К2 принимаем 10,5 кВ

Тогда трехфазный ток для точки К2:

$$I_{\text{ПОК}2c}^{(3)} = \frac{E_{\text{Сэкв3}}}{X_6 + X_{T3}} \cdot I_{62}, \quad (59)$$

$$I_{\text{ПОК}2c}^{(3)} = \frac{1,25}{5,52 + 18,75} \cdot 54,985 = 2,83$$

$$I_{\text{ПОК}2н}^{(3)} = \frac{E_H}{X_H} \cdot I_{62}, \quad (60)$$

где E_H - ЭДС нагрузки, принимаем равным 1.

$$I_{\text{ПОК}2н}^{(3)} = \frac{1}{606,6} \cdot 59,985 = 0,1 \text{ кА}$$

Для точки К2 трехфазный ток равен:

$$I_{\text{ПОК}2}^{(3)} = 2,83 + 0,1 = 2,93 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (61)$$

Для точки К1:

$$I_{\text{ПОК}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,41 = 2,95 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I_{\text{ПОК}2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,93 = 2,54 \text{ кА.}$$

Определяем однофазный ток для точки К1 и К2:

$$I_{\text{ПОК}1c}^{(1)} = \frac{3E_c}{\sqrt{3}(X_{\text{Ш}c} + X_6)} I_{\delta 1}, \quad (62)$$

где $X_{\text{Ш}c}$ - сопротивление аварийного шунта со стороны системы, равное сопротивлению обратной последовательности;

$$I_{\text{ПОК}1c}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot (5,52 + 5,52)} \cdot 14,996 = 2,94 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК}1н}^{(1)} = \frac{3E_n}{\sqrt{3}(X_{\text{Ш}н} + X_5)} I_{\delta 1}, \quad (63)$$

$$I_{\text{ПОК}1н}^{(1)} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot (195,51 + 624,81)} \cdot 14,996 = 0,03 \text{ кА}$$

где $X_{\text{Ш}н}$ - сопротивление аварийного шунта со стороны нагрузки;

Для точки К1 однофазный ток равен:

$$I_{\text{ПОК}1}^{(1)} = I_{\text{ПОК}1c}^{(1)} + I_{\text{ПОК}1н}^{(1)}, \quad (64)$$

$$I_{\text{ПОК}1}^{(1)} = 2,94 + 0,03 = 2,97 \text{ кА.}$$

Аналогично для точки К2:

$$I_{\text{ПОК}2c}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,25}{\sqrt{3} \cdot (24,27 + 24,27)} \cdot 54,985 = 2,45 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК}2н}^{(1)} = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot (176,76 + 606,06)} \cdot 54,985 = 0,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК}2}^{(1)} = 2,45 + 0,12 = 2,57 \text{ кА.}$$

Также определим ударные токи. Для их расчета необходимо определить постоянную времени затухания и ударный коэффициент.

Ударный ток в месте КЗ определяется по значению периодической составляющей тока КЗ при $t = 0$:

$$j_y^{(n)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(n)} \cdot K_y, \quad (65)$$

где K_y - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_y}}, \quad (66)$$

где T_y - эквивалентная постоянная времени.

Эквивалентная постоянная времени при расчете в именованных единицах:

$$T_y = \frac{x_{\Sigma}}{\omega r_{\Sigma}}, \quad (67)$$

где ω - угловая частота;

x_{Σ} - результирующее реактивное сопротивление схемы относительно точки КЗ;

r_{Σ} - результирующее активное сопротивление схемы относительно точки КЗ.

Таким образом, для точки К1 и К2 эквивалентная постоянная времени затухания равна:

$$T_{\text{эК1}} = \frac{149,99}{314 \cdot 8,24} = 0,058 \text{ с.}$$

$$T_{\text{эК2}} = \frac{172,99}{314 \cdot 10,84} = 0,051 \text{ с.}$$

Ударные коэффициенты для данных точек КЗ:

$$K_{\text{yК1}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,058}} = 1,84;$$

$$K_{\text{yК2}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,051}} = 1,82.$$

Тогда ударные токи при трехфазном КЗ:

$$j_{\text{yК1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 3,41 \cdot 1,84 = 8,87 \text{ кА};$$

$$j_{\text{yК2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2,93 \cdot 1,82 = 7,54 \text{ кА.}$$

Токи КЗ и ударные токи являются необходимым условием при выборе электрооборудования проектируемой подстанции.

6.5 Расчет токов по условиям утяжеленного режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора коммутирующего оборудования и проводников по рабочему режиму.

Определяем максимально рабочий ток на стороне ВН подстанции Гулик для выключателей трансформаторов по условию работы силового трансформатора в утяжеленном режиме [11]:

$$I_{\max 35} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (68)$$

$$I_{\max 35} = \frac{1,4 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,38 \text{ А.}$$

Аналогично определяем максимально рабочий ток на стороне НН:

$$I_{\max 10} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{номт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (69)$$

$$I_{\max 10} = \frac{1,4 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 307,92 \text{ А.}$$

Максимально рабочий ток для секционного выключателя:

$$I_{\max 10\text{св}} = \frac{I_{\max 10}}{2}, \quad (70)$$

$$I_{\max 10\text{св}} = \frac{307,92}{2} = 153,96 \text{ А.}$$

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ ГУЛИК

7.1 Разработка однолинейной схемы подстанции Гулик

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей. В разделе 1 была разработаны главные схемы подстанций. На основании критериев, была определена следующая схема, изображенная в приложении Г.

7.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

При проектировании РУ 35 и 10 кВ могут быть выполнены закрытым и открытым способами. Однако в исследовательской части ВКР было принято ОРУ, так как отсутствует ограниченность площадки под РУ, отсутствует повышенная загрязненность.

Установки силовых экранов трансформаторов не требуется. Под слив трансформаторного масла предусмотрен маслосборник, для устройств релейной защиты и автоматики будет организовано здание. Используется заземление, расчет которого показан в разделе 8.

Конструктивное исполнение подстанции представлено на листе графической части.

7.3 Выбор и проверка вакуумных реклоузеров

Вакуумные реклоузеры выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ [10].

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (71)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$ - номинальное напряжение установки.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (72)$$

где I_{\max} - максимально рабочий ток присоединения;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток аппарата.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (73)$$

где $I_{\text{ПО}}$ - максимально допустимое значение тока;

$I_{\text{откл.ном}}$ - номинальный ток отключения аппарата.

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл.ном}}, \quad (74)$$

где $I_{\text{ПО}}$ - максимально допустимое значение тока;

$I_{\text{вкл.ном}}$ - номинальный ток включения аппарата.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$j_y \leq j_{\text{вкл}}, \quad (75)$$

где j_y - ударный ток присоединений;

$j_{\text{вкл}}$ - электродинамическая стойкость аппарата при включении.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_9), \quad (76)$$

где $t_{откл}$ - время отключения реклоузера;

T_9 - эквивалентная постоянная времени затухания составляющей тока КЗ.

Время отключения определяется следующим образом:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}, \quad (77)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания РЗ;

$t_{с.в.}$ - собственное время отключения реклоузера.

Выбираем трансформаторный реклоузер Rec35_Smart1 от производителя ГК «Таврида электрик» [12].

Сравнение каталожных и расчетных данных для реклоузера представлено в таблице 37.

Таблица 37 - Сравнение данных реклоузера Rec35_Smart1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 800$ А	$I_{max35} = 92,38$ А
$I_{ПО} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 3,41$ кА
$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$	$I_{пр.скв} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 3,41$ кА
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 40$ кА	$j_y = 8,87$ кА
$I_{ПО} \leq I_{вкл.ном}$	$I_{вкл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 3,41$ кА
$j_y \leq j_{вкл}$	$j_{вкл} = 40$ кА	$j_y = 8,87$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768$ кА ² ·с	$B_K = 12,17$ кА ² ·с

На стороне НН подстанции Гулик выберем вакуумный реклоузер VR 16-380 от компании ООО «Арум» [13]. Аналогично как для стороны высшего напряжения произведем сравнение, данные занесем в таблицу 38.

Таблица 38 - Сравнение данных реклоузера VR 16-380

Трансформаторные реклоузеры		
Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 380$ А	$I_{max10} = 307,92$ А
$I_{ПО} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$	$I_{пр.скв} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 40$ кА	$j_y = 7,54$ кА
$I_{ПО} \leq I_{вкл.ном}$	$I_{вкл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$j_y \leq j_{вкл}$	$j_{вкл} = 40$ кА	$j_y = 7,54$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с
Секционный реклоузер		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 380$ А	$I_{max10св} = 153,96$ А
$I_{ПО} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$I_{ПО} \leq I_{пр.скв}$	$I_{пр.скв} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 40$ кА	$j_y = 7,54$ кА
$I_{ПО} \leq I_{вкл.ном}$	$I_{вкл.ном} = 16$ кА	$I_{ПО}^{(3)} = 2,93$ кА
$j_y \leq j_{вкл}$	$j_{вкл} = 40$ кА	$j_y = 7,54$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с

Выбранные выключатели удовлетворяет всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.4 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей проводится аналогично, как для выключателей и реклоузеров, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На стороне ВН выберем разъединители марки:

РГ.2-35/1000 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами [14];

РГ.1-35/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом [14].

Сравнение каталожных и расчетных данных для реклоузера представлены в таблицах 39-42.

Таблица 39 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РГ.2-35/1000 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{max35} = 92,38$ А
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 50$ кА	$j_y = 8,87$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² ·с	$B_K = 12,17$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 400$ кА ² ·с	$B_K = 12,17$ кА ² ·с

Таблица 40 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РГ.1-35/1000 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{max35} = 92,38$ А
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 50$ кА	$j_y = 8,87$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$ кА ² ·с	$B_K = 12,17$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 400$ кА ² ·с	$B_K = 12,17$ кА ² ·с

На стороне НН выберем разъединители марки:

РЛК 2-10 IV/400 УХЛ1 – с двумя заземляющими ножами [14];

РЛК 1а-10 IV/400 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом [14].

Таблица 41 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РЛК 2-10 IV/400 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 400$ А	$I_{max10} = 307,92$ А
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 25$ кА	$j_y = 7,54$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 300$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 100$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с

Таблица 42 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РЛК 2-10 IV/400 УХЛ1

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 400$ А	$I_{max10} = 307,92$ А
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 25$ кА	$j_y = 7,54$ кА
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 300$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 100$ кА ² ·с	$B_K = 8,99$ кА ² ·с

Трансформаторные, линейные и секционные разъединители при установке в ОРУ 10 кВ выбираются одинакового типа, так как минимальный номинальный рабочий ток разъединителя больше максимальных рабочих расчетных токов.

7.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить нагрузку вторичной обмотки, условие выбора следующее:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (78)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформаторов тока;

$Z_{2ном}$ - номинальная нагрузка трансформаторов тока, допустимая в выбранном классе точности оборудования.

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}, \quad (79)$$

где $S_{2ном}$ - мощность вторичной обмотки трансформатора тока;

$I_{2ном}$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления соединительных проводов, переходного сопротивления контактов и сопротивления приборов, а так как индуктивное сопротивление токовых цепей мало, можно записать в виде:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_K, \quad (80)$$

Сопротивление соединительных проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (81)$$

где ρ – удельное сопротивление провода, для алюминия равно

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}};$$

l – длина соединительных проводов, для ОРУ 35 кВ и 10 кВ подстанции принимается 60 метров;

F – сечение соединительного провода, минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм² для меди 2,5 мм², максимальное – 10 мм² и 6 мм² соответственно.

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (82)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

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

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом.

На стороне ВН подстанции Гулик выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,5/10-100/5 У1 [15]. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 43.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2131	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР3021	0,5		0,5
Варметр	СТ3021	0,5		0,5
Итого		1,5	0,5	1,5

Трансформатор тока проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерений) равна, $S_{2ном} = 10$ ВА;

Ток вторичной обмотки трансформатора равен $I_{2ном} = 5$ А.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (83)$$

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (84)$$

Номинальное допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$r_{приб} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{пров} = r_{2ном} - r_{приб} - r_{к}, \quad (85)$$

$$r_{пров} = 0,4 - 0,06 - 0,1 = 0,24 \text{ Ом}$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$F_{доп} = \frac{\rho \cdot l}{r_{пров}}, \quad (86)$$

$$F_{доп} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,24} = 7,08 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ-ХЛ 7-и жильный, с сечением жил 1,5 мм²:

Определяем действительное сопротивление провода:

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{10,5} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_2 = 0,16 + 0,06 + 0,1 = 0,32 \text{ Ом.}$$

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$j_y \leq j_{пр.скв}, \quad (87)$$

Проверку по термической устойчивости производят по условию:

$$B_T \geq B_K, \quad (88)$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 44.

Таблица 44 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны 35 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{max35} = 92,38 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,32 \text{ Ом}$
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$	$j_y = 8,87 \text{ кА}$
$B_T \geq B_K$	$B_T = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 12,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для установки на сторону НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5/15-400/5 У1 [16]. Аналогично проводим расчет трансформатора тока на стороне 10 кВ, результаты расчета заносим в таблицу 46.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2131	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 AR-01 R	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ		2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Таблица 46 – Сопоставление каталожных и расчетных данных стороны 10 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max35} = 307,92 \text{ А}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_{2ном} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,52 \text{ Ом}$
$j_y \leq j_{пр.скв}$	$j_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$j_y = 7,54 \text{ кА}$
$B_T \geq B_K$	$B_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 8,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения на стороне 35 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне ВН представлена в таблице 47. Трансформаторы напряжения проверяются по напряжению установки и допустимой нагрузке вторичных цепей.

Выберем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-35-0,5-50 УХЛ1 [17].

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 47 – Вторичная нагрузка ТН на высокой стороне 35 кВ

Приборы	Тип	$S_{приб}$, ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	СВ3021	2	1	0	2	2	-
Вольтметр регистрирующий	ЦВ2101	10	1	0	2	20	-
Частотомер	СС3021	7	1	0	2	14	-
Ваттметр	СР3021	1,5	1	0	2	3	-
Варметр	СТ3021	1,5	1	0	2	3	-
Итого	-	-	-	-	-	42	-

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (89)$$

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{приб} \leq S_{ном}, \quad (90)$$

$$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (91)$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ
$S_{приб} \leq S_{ном}$	$S_{ном} = 50$ ВА	$S_{приб} = 42$ ВА

Для стороны НН выберем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-10-0,5-100 УХЛ2 [18].

Таблица 49 – Вторичная нагрузка ТН низкой стороне 10 кВ

Приборы	Тип	$S_{приб},$ ВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число прибо-ров	Общая потребляемая мощность	
						$P, Вт$	$Q, Вар$
Вольтметр	СВ3021	2	1	0	2	4	-
Вольтметр регистрирующий	ЦВ2101	10	1	0	2	20	-
Частотомер	СС3021	7	1	0	2	14	-
Ваттметр	СР3021	1,5	1	0	3	4,5	-
Варметр	СТ3021	1,5	1	0	3	4,5	-
Счетчик АЭ	Меркурий 234 ARTM	7,5	0,38	0,925	8	22,8	55,5
Счетчик РЭ							
Итого	-	-	-	-	-	69,8	55,5

Таблица 50 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$S_{приб} \leq S_{ном}$	$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 89,18 \text{ ВА}$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.7 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне 35 кВ выбираем гибкие шины АС-50/8.

$$I_{дон} = 210 \text{ А}; d = 9,6 \text{ мм.}$$

Проверка шин на схлестывание можно не делать, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [8].

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания производится исходя из условий:

$$q_{\min} < q, \tag{92}$$

где q_{\min} - минимальное сечение по термической стойкости;

q - выбранное сечение.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \tag{93}$$

где C - термический коэффициент.

Для алюминиевых шин термический коэффициент равен $C = 91 \frac{A\sqrt{c}}{\text{мм}^2}$ [**].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{12,17 \cdot 10^6}}{91} = 38,34 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (94)$$

$$92,38 \leq 210 \text{ А.}$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

В РУ 10 кВ примем гибкие шины АС-95/16.

Проверка сечения по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{8,99 \cdot 10^6}}{91} = 32,95 \text{ мм}^2.$$

$$32,95 < 111,32$$

Выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев:

$$307,92 \leq 330 \text{ А.}$$

Выбранные провода удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.8 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки 35 кВ подстанции Гулик выбираем подвесные изоляторы ЛК 70/35-И-2 СП;

Для гибкой ошиновки 10 кВ выбираем подвесные изоляторы типа ЛК 70/10-IV.

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

7.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Нагрузка собственных нужд подстанции [19]

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт/ед	cos φ	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
Отопление и освещение ОПУ	50	1	50	
Освещение ОРУ	5	1	5	
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	0,684
Итого			56,8	0,684

Мощность трансформаторов необходимо выбирать, учитывая коэффициенты загрузки и одновременности.

Расчетная нагрузка определяется по формуле:

$$S_{расч} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (95)$$

где K_c - коэффициент одновременности нагрузки, в данном случае принимается равным 0,8.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{56,8^2 + 0,684^2} = 45,4 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМГ-63/10 У1 от компании ООО «Уралэнерго» [20].

8 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Основное электрооборудование ПС Гулик расположено на открытом воздухе на ОРУ ВН и ОРУ НН.

При эксплуатации электроустановок возможны значительные повышения напряжения, как внутренние, так и грозовые перенапряжения.

Внутренние перенапряжения могут возникнуть в результате коммутаций, особенно при аварийных сбросах нагрузки или отключении выключателями в случае короткого замыкания.

С другой стороны, грозовые перенапряжения возникают при ударах молнии в электроустановку или в ее окрестности, вызывая при этом индуктивные перенапряжения. Заземлители используются для отвода токов молнии и характеризуются импульсным сопротивлением. В большинстве случаев, молниеотводы подстанций заземляются путем присоединения к заземлителю ПС, который основывается на горизонтальных полосах, объединяющих вертикальные электроды для образования на площади ПС эффективного заземления.

8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Гулик и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Расчёт заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Для расчёта заземлителя в виде сетки определим площадь, используемую под заземлитель по формуле [21]:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (96)$$

где A - длина территории ОРУ, м;

B - ширина территории ОРУ, м.

Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м, для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

$$S = (37 + 2 \cdot 1,5) \cdot (28 + 2 \cdot 1,5) = 1240 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 12 \text{ мм}$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2, \quad (97)$$

где R- радиус провода.

$$F_{м.п.} = \pi \cdot 6^2 = 113,1 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} \cdot (d + \delta_{ср}), \quad (98)$$

где $\delta_{ср}$ - средняя глубина коррозии по сечению заземлителя, мм;

d - диаметр заземлителя, выбранный по механической устойчивости, мм.

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$\delta_{cp} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0, \quad (99)$$

где T – время использования заземлителя за 20 лет, мес.;

$\alpha_3, \alpha_2, \alpha_1, \alpha_0$ – коэффициенты, зависящие от агрессивности грунтовых условий по отношению к стали [22].

Коррозионная активность грунта в Зейском районе средняя, средняя глубина коррозии, мм:

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668.$$

Тогда сечение проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,58 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор}, \quad (100)$$

$$113,1 \geq 26,58 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется.

Принимаем первоначально расстояние между полосами $l_{mn} = 5$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_3 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{l_{mn}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{l_{mn}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (101)$$

$$L_3 = \frac{37 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (28 + 2 \cdot 1,5) + \frac{28 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (37 + 2 \cdot 1,5) = 496 \text{ м}$$

Уточним длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_3}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (102)$$

$$m = \frac{496}{2\sqrt{1240}} - 1 = 6,04$$

Принимаем $m = 6$

Длина стороны ячейки:

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (103)$$

$$l_{\text{с.я.}} = \frac{\sqrt{1240}}{6} = 5,87 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m - 1), \quad (104)$$

$$L = 2\sqrt{1240} \cdot (6 - 1) = 352,14 \text{ м}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_g} \cdot l_g}, \quad (105)$$

где l_g - длина вертикальных электродов, рекомендуется брать в пределах 3-10 м, примем 5 м;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное двум длинам вертикальных электродов, примем 10 м.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{1240}}{\frac{10}{5} \cdot 5} = 14,09$$

Принимаем $n_g = 14$

Определим стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{э\text{кв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (106)$$

где $\rho_{э\text{кв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_g / \sqrt{S} , равный 0,35 [21].

Эквивалентное удельное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{э\text{кв}} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2}, \quad (107)$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, равное 80 Ом·м;

ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта;

h_1 – толщина верхнего слоя грунта, равное 0,7 м;

h_2 – толщина нижнего слоя грунта, равная 2,8 м.

Удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{K_c}, \quad (108)$$

где K_c – коэффициент сезонности, равное для Зейского района 1,3.

$$\rho_2 = \frac{80}{1,3} = 61,54 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{80 \cdot 0,7 + 61,54 \cdot 2,8}{0,7 + 2,8} = 65,23 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Тогда стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R_{\text{СТ}} = 65,23 \cdot \left(\frac{0,35}{\sqrt{1240}} + \frac{1}{352,14 + 14 \cdot 5} \right) = 0,778 \text{ Ом}.$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя. Для этого рассчитываем импульсный коэффициент по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (109)$$

где I_M - ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1240}}{(65,23 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,201$$

Тогда импульсное сопротивление заземлителя равно:

$$R_u = R_{CT} \cdot \alpha_u, \quad (110)$$

где R_{CT} – стационарное сопротивление заземлителя;

α_u – импульсный коэффициент.

$$R_u = 0,778 \cdot 1,201 = 0,93 \text{ Ом}$$

Для электроустановок напряжением до 35 кВ сопротивление не должно превышать 4 Ом, условие выполняется [23].

8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов, устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах, а также отдельно стоящими молниеотводами [24].

Молниезащиту ПС Гулик выполним двумя стержневыми молниеотводами.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$h = 18 \text{ м,}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 10 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (111)$$

где h - высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 18 = 15,3 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (112)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 18) \cdot 18 = 19,15 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны:

$$r_{c.0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right), \quad (113)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

$$r_{c.0} = 19,15 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (25 - 2 \cdot 18)}{18} \right) = 21,49 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролёта между молниеотводами:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (114)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м.

$$h_{cx} = 15,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 18) \cdot (25 - 18) = 14,07 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{c.x} = r_{c.0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \quad (115)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м.

$$r_{c.x} = 21,49 \cdot \left(\frac{14,07 - 10}{14,07} \right) = 6,22 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (116)$$

$$r_x = 19,15 \cdot \left(1 - \frac{10}{15,3} \right) = 6,63 \text{ м.}$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты от остальных пар молниеотводов. Результаты расчёта сведены в таблицу 52.

Таблица 52 - параметры зон молниезащиты ПС Гулик

Пара молниеотводов	L, м	h, м	h _{эф} , м	h _{сх} , м	r ₀ , м	r _{с0} , м	r _х , м	r _{сх} , м
1-2	25	18	15,3	14,07	19,15	21,49	6,63	6,22

8.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений – разрядники, не имеющие искровых промежутков, в них активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из окиси цинка с малыми добавками окислов других металлов [21].

Выбор ОПН производится по следующим условиям [21]:

1) Наибольшее допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования:

$$U_{нд} \geq 1,05 \cdot U_{нс}, \quad (117)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети в точке установки;
1,05 – коэффициент запаса, учитывающий гармоники высшего напряжения.

Наибольшее рабочее напряжение сети на каждую фазу рассчитывается по формуле:

$$U_{нс} = \frac{U_{нр}}{\sqrt{3}}, \quad (118)$$

где $U_{нр}$ - наибольшее рабочее напряжение.

2) Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экв} = U_{\kappa} \cdot \left(\frac{T_{\kappa}}{10} \right)^m, \quad (119)$$

где U_{κ} - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

T_{κ} - продолжительность квазистационарного перенапряжения, с;

$U_{экв}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m – показатель степени, описывающий характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени», принимаем равным $m=0,02$.

3) Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование.

Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

В сетях классов напряжения 35 кВ и ниже ОПН с номинальным разрядным током 10 кА могут быть предпочтительными для важных установок, особенно в районах с высокой плотностью ударов.

Энергия, поглощаемая ОПН, определяется следующим образом:

$$W = 2 \cdot U_{зк} (U_{\Pi} - U_{зк}) \cdot \frac{T_B}{Z}, \quad (120)$$

где W – поглощенная ОПН энергия;

$U_{зк}$ - защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе;

U_{Π} - амплитуда перенапряжения;

T_B - время распространения волны вдоль линии;

Z - волновое сопротивление линии;

Время распространения волны:

$$T_B = \frac{L}{u}, \quad (121)$$

где L – длина линии

u – скорость распространения электромагнитной волны, равная скорости света.

Волновое сопротивление линии:

$$Z = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{cp}}{r}, \quad (122)$$

где h_{cp} - средняя высота подвеса провода над землей;

r - радиус провода.

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоёмкость, кДж/кВ:

$$W_{y\partial} = \frac{W}{U_{ном}}, \quad (123)$$

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

Поглощаемая ограничителем ОПН энергия не должна превосходить энергоёмкость ОПН:

$$W_{y\partial} \cdot U_{нр} > W, \quad (124)$$

где $U_{нр}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН.

4) ОПН должен выдерживать аварийный ток, равный или больший, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки, то есть

наибольший ток короткого замыкания сети в точке установки ОПН должен быть меньше его тока взрывобезопасности, который указывается заводом-изготовителем:

$$I_{КЗ} < I_{вз.без} , \quad (125)$$

При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения однофазного или трехфазного тока КЗ, определенного для данного РУ.

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вз.без} = 1,2 \cdot I_{ПО} , \quad (126)$$

5) ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15 - 1,2)} , \quad (127)$$

где $U_{остк}$ - оставшееся напряжение ОПН

$U_{ки}$ - испытательное напряжение коммутационным импульсом.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50\%} , \quad (128)$$

где $U_{исн50\%}$ - 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = \frac{(U_{дон} - U_{остк})}{U_{дон}} > (0,15 - 0,25), \quad (129)$$

где $U_{дон}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

(0,15-0,25) – координационный интервал.

б) ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = \frac{(U_{исп} - U_{ост})}{U_{исп}} > (0,2 - 0,25), \quad (130)$$

где $U_{исп}$ - значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ - остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0,2-0,25) – координационный интервал.

Для проверки принимаем следующие типы ОПН:

- на стороне ВН ОПН типа ОПНп-35/40,5/10/400 УХЛ1;

- на стороне НН ОПН типа ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.

Технические параметры выбранных ОПН и сравнение с расчетными данными приведены в таблицах 53 и 54.

Таблица 53 - сравнение каталожных и расчетных данных для 35 кВ

Параметр	Каталожные данные	Расчетные данные
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Длительно рабочее напряжение, кВ	40,2	38
Номинальное напряжение ОПН, кВ	35	35
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	300	80,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	300	90,2
Ток взрывобезопасности	30	4,09
Класс энергоемкости ОПН, кДж	7	4,9

Таблица 54 - сравнение каталожных и расчетных данных для 10 кВ

Параметр	Каталожные данные	Расчетные данные
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Длительно рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжение ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	70	30,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	70	25,8
Ток взрывобезопасности	30	3,39
Класс энергоемкости ОПН, кДж	7	2,2

Выбранные ОПН обеспечат надежную защиту электроустановок.

8.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

Данный абзац посвящен анализу надежности молниезащиты подстанции Гулик. При расчете была определена величина, характеризующая частоту появления опасных перенапряжений.

Стоит учитывать, что рабочее напряжение, поданное на установку, может отличаться от номинального и в ае его превышения, наблюдается перенапряжение. Оно может быть вызвано косвенными ударами молнии, произошедшими возле электроустановки.

Чтобы предотвратить повреждения оборудования подстанции от прямых ударов молнии, применяется специальная система молниеотводов.

Число грозových разрядов в сооружение определяются:

$$N_c = \rho_o \cdot (A + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (B + 2 \cdot R_{\text{экв}}), \quad (131)$$

где ρ_o - плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности;

A - длина сооружения;

B - ширина сооружения;

$R_{\text{экв}}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии.

Эквивалентная ширина рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}, \quad (132)$$

где h – высота молниеотвода.

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 18 - \frac{2 \cdot 18^2}{30} = 68,4 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности:

$$\rho_o = 0,05 \cdot N_{\text{г.ч.}}, \quad (133)$$

где $N_{\text{г.ч.}}$ - число грозových часов.

$$\rho_o = 0,05 \cdot 40 = 2$$

Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии

через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы в год. Это число может быть определено по формуле:

$$N_{n.y.} = \rho_o \cdot (A + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (\eta_{np} \cdot P_\alpha \cdot P_{np} + \eta_{on} \cdot P_{on}) \cdot 10^{-6}, \quad (134)$$

где η_{np} , η_{on} - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ОРУ и при обратных перекрытиях, принимаются равными 0,9 [25];

P_α - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равным 0,05;

P_{on} - вероятность обратного перекрытия, принимаем из расчетов 0,0089;

P_{np} - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, принимаем 0,457.

$$N_{n.y.} = 2 \cdot (39 + 2 \cdot 68,4) \cdot (30 + 2 \cdot 68,4) \cdot (0,9 \cdot 0,05 \cdot 0,457 + 0,9 \cdot 0,0089) \cdot 10^{-6} = 0,0017$$

Величина, характеризующая среднюю повторяемость опасных перенапряжений:

$$T_{n.y.} = \frac{1}{N_{n.y.}}, \quad (135)$$

$$T_{n.y.} = \frac{1}{0,0017} = 596 \text{ лет.}$$

Для ОРУ напряжения 35 кВ должно быть не ниже 500 лет. Условие выполняется.

9 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ВЛЭП

Воздушными линиями электропередач называют такие линии, которые предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенные на открытом воздухе, поддерживаемые при помощи опор и изоляторов.

В данной работе проектирование ЛЭП заключается в выборе опор, грозозащитных тросов, изоляции и арматуры. Выбор провода не производится, так как был рассчитан и выбран ранее.

9.1 Выбор опор

Опоры воздушной линии подразделяются на анкерные и промежуточные, различие их заключается в способе подвеса провода. Анкерные опоры применяются для натяжения проводов, на таких опорах провода подвешиваются с помощью натяжных гирлянд. На промежуточных опорах провода подвешиваются при помощи поддерживающих изоляторов, так как их основная задача заключается в поддержании провода, а также они не рассчитаны на нагрузки от тяжения проводов вдоль линии.

Анкерный пролет для ВЛ 35 кВ принимается 10 км [6]. Габаритный пролет – пролет между двумя промежуточными опорами, согласно району по гололеду и ветру, примем в расчет 225 м [26].

Согласно выбранному варианту проектирования, линия, связывающая ПС Светлая и ПС Салют, имеет в длину 20,5 км, провод до отпайки АС-95/16, а после отпайки АС-70/11. Линия, отходящая от нее и питающая ПС Гулик, имеет длину 1,1 км и провод АС-50/8.

Для данных участков, согласно [26, 27], выбираем следующие типы унифицированных стальных двухцепных опор:

Промежуточная двухцепная опора 1П 35-2. Основная характеристика приведена в таблице 55.

Таблица 55 – Основная характеристика промежуточной опоры

Шифр опоры	Марка проводов	Кол-во цепей	Район по гололеду/ветру	Длина пролета, м			Масса (без цинка), кг
				габаритный	Ветровой	весовой	
1П 35-2	АС-50/8 – АС-120/19	2	IV/II	225	250	275	2007

Анкерная угловая двухцепная на угол поворота до 60° - 1У 35-2. Пролеты аналогичны промежуточной опоре. Основная характеристика представлена в таблице 56.

Таблица 56 – Основная характеристика анкерной опоры

Шифр опоры	Марка проводов	Кол-во цепей	Район по гололеду/ветру	Масса (без цинка), кг
1У 35-2	АС-70/11 – АС-95/19	2	IV/II	3605

Для данного варианта проектирования сети принимаем промежуточных опор в количестве 94 штук и анкерных опор – 2 штуки.

9.2 Выбор молниезащитных тросов

В качестве молниезащитных тросов на данных опорах в основном применяются стальные тросы ТК8.1. Выбираем грозозащитный трос С35 [26].

Грозозащитный трос С-35 – канат стальной одинарной свивки типа ТК. Основные характеристики троса С35 указаны в таблице 57.

Таблица 57 – Основная характеристика троса С 35

Диаметр каната, мм	Расчетная площадь сечения всех проволок, мм ²	Масса 1000 м каната, кг
8,1	38,46	330

9.3 Выбор линейной изоляции и арматуры ВЛ

Подвесные изоляторы собирают в гирлянды, которые бывают поддерживающими и натяжными. Поддерживающие монтируют на промежуточных опорах, натяжные – на анкерных.

В качестве поддерживающей арматуры применим глухой тип зажима ПГН-2-6 и ПГН-3-5, которые предназначены для крепления одного провода к изолирующим подвескам линий электропередач 35 кВ. В качестве натяжной арматуры – зажим натяжной болтовой НБ-2-6А.

Применим узел крепления гирлянды изоляторов к опорам КГП-7-2Б, который комплектуется серьгой СР-7-16.

В качестве соединительной арматуры применим соединитель овальный, монтируемый скручиванием типа СОАС-95-3, СОАС-70-3 и СОАС-50-3.

К проводам ВЛ вблизи от зажимов подвешиваются гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли, применение которых уменьшает вибрацию и позволяет предотвратить излом проволок провода. Выберем виброгаситель ГВН-3-12.

9.4 Отвод земель при строительстве ЛЭП

При проектировании линии электропередачи необходимо учитывать интересы землепользователей и минимизировать вред, наносимый сельскому хозяйству. В этом контексте земельные отводы могут быть в постоянное пользование, использоваться под пашню или выгон.

Временно земля может быть взята на период строительства линии для установки опор и проводов, при этом возмещение убытков землепользователю и компенсации изъятых земель предусмотрены в проекте.

Площадь временного земельного отвода определяется как площадь монтажа опор и полосы по трассе линии, равной 11 м для 35 кВ, согласно [28].

Работы на строительстве линии состоят из подготовительных работ, включающих переустройство пересекаемых воздушных и линий связи, и основных строительно-монтажных работ, таких как рытье котлованов, установка опор и фундаментов, монтаж проводов и тросов, а также заземление опор.

Вырубка лесных массивов должна быть выполнена в соответствии с технологической картой.

Переустройство пересекаемых воздушных и линий связи должно быть согласовано с их владельцами.

При начале работ на проводах обеих опор воздушной линии, ограничивающих пролет переустройства, должно быть наложено видимое заземление.

Рытье котлованов и установка фундаментов должны выполняться с учетом сохранения естественного угла откоса грунта.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

10.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

Релейная защита включает в себя целый комплекс автоматических устройств, который необходим для осуществления непрерывного контроля состояния всех элементов сети при необходимости реагирования на возникновение повреждений или ненормальных режимов. В случае возникновения повреждений устройства РЗ выявляют поврежденный участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на выключатели.

К основным комплексам защит, которые устанавливаются для линий 35 кВ и трансформаторных подстанций, относятся следующие виды защит:

- дистанционная защита;
- токовая отсечка, МТЗ;
- трехфазное АПВ;
- контроль напряжения, улавливание синхронизма.

Микропроцессорная защита включает в себя все вышеперечисленные виды защит, которые находятся в одном комплекте защиты.

Также необходимо выбрать устройства защиты трансформатора. В качестве примера в данной ВКР будет рассмотрена релейная защита трансформатора.

При разработке релейной защиты трансформатора следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы, к которым относятся:

- а) многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- б) однофазные замыкания на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- в) витковые замыкания в обмотках;
- г) токи в обмотках, обусловленные внешними КЗ;
- д) токи в обмотках, обусловленные перегрузкой;
- е) снижение уровня масла;

з) однофазные замыкания на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на ПС Гулик, принята микропроцессорная защита СИРИУС-Т, которая включает в себя:

- дифференциальную защиту трансформатора;
- максимальную токовую защиту;
- защиту от перегрузки.

Как правило, одновременно реализуются не все виды защит. Так, в данной ВКР трансформатор будет защищен максимальной токовой защитой, дифференциальной защитой и защитой от перегрузки. Газовую защиту можно не устанавливать, так как ее применение является обязательным на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и выше.

10.2 Релейная защита силового трансформатора проектируемой ПС

В данной подстанции будет использоваться трансформатор ТМН-4000/35, технические данные трансформатора указаны в таблице 58, и для защиты будет использоваться микропроцессорная защита СИРИУС-Т.

Таблица 58 – технические данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_{Tном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		Потери, кВт		u_k , %	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения, %
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$		
ТМН-4000/35	4	35	11	6,7	33,5	7,5	РПН, $\pm 6 \cdot 1,5$

Для расчета релейной защиты будут задействованы такие защиты как дифференциальная токовая защита, МТЗ-максимальная токовая защита и защита от перегрузок, газовая защита.

10.2.1 Дифференциальная защита трансформатора

Защита подключается к трансформаторам тока, установленным по обеим сторонам силового трансформатора.

Для защиты трансформатора, выбраны трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,5/10-100/5 У1 на стороне ВН и ТОЛ-СЭЩ-10-01-0,5/15-400/5 У1 на стороне НН.

Первичное значение тока на высокой и низкой стороне силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_1 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (136)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора;

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

Далее определяем вторичный ток высокой и низкой стороны силового трансформатора:

$$I_2 = \frac{I_1 \cdot K_{\text{cx}}^{(3)}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (137)$$

где $K_{\text{cx}}^{(3)}$ - коэффициент схемы;

$n_{\text{ТА}}$ - принятый коэффициент трансформации ТТ.

Расчетный коэффициент трансформации определяется так:

$$n_{\text{ТА}} = \frac{I_1 \cdot K_{\text{cx}}^{(3)}}{5}, \quad (138)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 59.

Таблица 59 – Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора

Величина	Расчетные значения для сторон	
	ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, I_1 , А	65,98	209,95
Схема соединения обмоток трансформатора Т1	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока (ТТ)	Δ	Y
Коэффициент схемы $k_{cx}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации ТТ n_{TAp}	114/5	210/5
Принятый коэффициент трансформации ТТ n_{TA}	100/5 = 20	400/5 = 80
Вторичный ток в плечах защиты I_2 , А	5,71	2,62

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.Т} = k_n \cdot I_{нб.макс}, \quad (139)$$

где k_n – коэффициент надежности, для Сириуса-Т принимаем равным 1,3;

$I_{нб.макс}$ – максимальный ток небаланса без третьей составляющей, определяемый по формуле:

$$I_{нб.макс} = \left(k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} \right) \cdot I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)}, \quad (140)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в переходном режиме, принимаем 0,1;

$k_{одн}$ – коэффициент, характеризующий однотипность трансформаторов тока, приравниваем к 1;

ε – полная погрешность трансформаторов тока, принимаем равным 0,1;

$\Delta U_{рег}$ - относительное регулирование напряжения трансформатора;

$I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного КЗ на стороне ВН.

Выполним расчёт токов короткого замыкания трансформаторов на высокой и низкой стороне.

Изменение сопротивления трансформатора, обусловленное действием устройств РПН, с некоторой погрешностью можно определить по следующим формулам:

$$X_{T.мин} = X_T \cdot (1 - \Delta U_{рег})^2, \quad (141)$$

где X_T - сопротивление трансформатора.

$$X_{T.макс} = X_T \cdot (1 + \Delta U_{рег})^2, \quad (142)$$

Относительное регулирование напряжения от номинального, для трансформатора, определяется следующим образом:

$$\Delta U_{рег} = \frac{6 \cdot 1,5}{100} = 0,09 \text{ о.е.}$$

$$X_{T.мин} = 32,16 \cdot (1 - 0,09)^2 = 26,63 \text{ Ом.}$$

$$X_{T.макс} = 32,16 \cdot (1 + 0,09)^2 = 38,21 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы С1 в минимальном режиме:

$$X_{C1(мин)} = k_C \cdot X_{C1(макс)}, \quad (143)$$

$$X_{C1(мин)} = 1,6 \cdot 5,93 = 9,49$$

Токи КЗ, приведённые к стороне высшего напряжения трансформатора:

$$I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С1.макс} + X_W + X_{Т.мин})}, \quad (144)$$

$$I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (5,93 + 2,36 + 26,63)} = 0,579 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{2 \cdot (X_{С1.мин} + X_W + X_{Т.макс})}$$

$$I_{КЗ.мин.ВН}^{(3)} = \frac{35}{2 \cdot (9,49 + 2,36 + 38,21)} = 0,349 \text{ кА.}$$

Токи КЗ, приведенные к стороне низшего напряжения трансформатора:

$$I_{КЗ.макс.НН}^{(3)} = I_{КЗ.макс.ВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (145)$$

$$I_{КЗ.макс.НН}^{(3)} = 0,579 \cdot \frac{35}{11} = 1,842 \text{ кА.}$$

$$I_{КЗ.мин.НН}^{(3)} = I_{КЗ.мин.ВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (146)$$

$$I_{КЗ.мин.НН}^{(3)} = 0,349 \cdot \frac{35}{11} = 1,11 \text{ кА.}$$

$$I_{нб.макс.} = (0,1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 0,579 \cdot 10^3 = 57,9 \text{ А.}$$

$$I_{c.з.} = 1,3 \cdot 57,9 = 75,3 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{c.p.осн.} = \frac{k_{сх.(ВН)} \cdot I_{c.з.}}{n_{ТАвн}}, \quad (147)$$

$$I_{c.p.осн.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 75,3}{20} = 6,52 \text{ А.}$$

Расчетное число витков обмотки БНТ для основной стороны:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{расч}}{I_{c.p.осн}}, \quad (148)$$

$$w_{осн.расч} = \frac{100}{6,52} = 15,34$$

Принимаем $w_{осн.уст} = 15$

Ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{c.p.осн} = \frac{F_{расч}}{w_{осн.уст}}, \quad (149)$$

$$I_{c.p.осн} = \frac{100}{15} = 6,67 \text{ А.}$$

Расчетное число витков обмотки для неосновной стороны:

$$W_{\text{неосн. расч}} = W_{\text{осн. уст}} \cdot \frac{I_{\text{втор. ном. (ВН)}}}{I_{\text{втор. ном. (НН)}}, \quad (150)$$

$$W_{\text{неосн. расч}} = 15 \cdot \frac{5,71}{2,62} = 32,69$$

Принимаем $w_{\text{неосн. уст}} = 33$

Третья составляющая тока небаланса

$$I_{\text{нб}}''' = \left| \frac{W_{\text{неосн. расч.}} - W_{\text{неосн. уст.}}}{W_{\text{неосн. расч.}}} \right| \cdot I_{\text{КЗ. макс. ВН}}^{(3)}, \quad (151)$$

$$I_{\text{нб}}''' = \left| \frac{32,69 - 33}{32,69} \right| \cdot 579 = 5,49 \text{ А.}$$

Уточненный ток срабатывания защиты с учетом третьей составляющей тока небаланса:

$$I_{\text{с.з. уточн}} = I_{\text{с.з.}} + k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}}''', \quad (152)$$

$$I_{\text{с.з. уточн}} = 75,3 + 1,3 \cdot 5,49 = 82,44 \text{ А.}$$

Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{\text{с.р. осн}} = \frac{k_{\text{сх. (ВН)}} \cdot I_{\text{с.з. уточн}}}{n_{\text{ТЛВН}}}, \quad (153)$$

$$I_{с.р.осн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 82,44}{20} = 7,14 \text{ А.}$$

Уточненный ток небаланса:

$$I_{нб.уточн} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, \quad (154)$$

$$I_{нб.уточн} = 57,9 + 5,49 = 63,39 \text{ А.}$$

Сравнение тока срабатывания защиты с уточненным током небаланса:

$$\frac{I_{с.з.}}{I_{нб.уточн.}} \geq 1,3, \quad (155)$$

$$1,301 \geq 1,3$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч.} = \frac{I_{КЗ.мин.ВН.}^{(2)}}{I_{с.з.}} \cdot \frac{k_{сх.(i)}^{(m)}}{k_{сх.(i)}^{(3)}}, \quad (156)$$

где $k_{сх.(i)}^{(m)} / k_{сх.(i)}^{(3)}$ – отношение коэффициентов схемы, определяется видом повреждения m , схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне (i) и схемой обмоток защищаемого трансформатора.

Для двухфазного КЗ на стороне треугольника принимаем $k_{сх.(i)}^{(m)} / k_{сх.(i)}^{(3)} = 1$.

$$k_{ч.} = \frac{368,47}{208,18} \cdot 1 = 1,77.$$

Т.о. коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

10.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Для расчета максимальной токовой защиты необходимо определить ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_3}{k_6} \cdot I_{раб.макс} \quad (157)$$

где k_n - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

k_3 - коэффициент запуска двигателей, определяемый расчетом;

k_6 - коэффициент возврата реле, принимаемый для реле равным 0,85;

$I_{раб.макс.}$ - максимальный рабочий ток в цепи, в которой установлена защита, была рассчитана в п. 6.5.

Для стороны ВН, ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 0,092 = 0,195 \text{ кА.}$$

Аналогично для стороны НН:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 0,308 = 0,652 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.ВН} = \frac{I_{с.з.ВН}}{n_{ТАВН}} \cdot k_{сх.вн} \quad (158)$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{I_{c.з.HH}}{n_{TAnn}} \cdot k_{сх.лн}, \quad (159)$$

$$I_{c.p.BH} = \frac{0,195}{20} \cdot \sqrt{3} \cdot 10^3 = 16,89 \text{ А};$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{0,652}{80} \cdot 1 \cdot 10^3 = 8,15 \text{ А}.$$

Выдержка времени:

$$t_{защ} = t_l + \Delta t, \quad (160)$$

где t_l – наибольшая выдержка времени защиты присоединения (отходящей линии или другой стороны трансформатора), с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности, принимаемая равной 0,5 с.

$$t_{защ} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}.$$

Чувствительность защиты:

Коэффициенты чувствительности должны быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 при коротком замыкании в зоне резервирования.

$$k_{ч.BH} = \frac{I_{K3.min.BH}}{I_{c.з.BH}}, \quad (161)$$

$$k_{ч.ВН} = \frac{0,349}{0,195} = 1,72.$$

$$k_{ч.НН} = \frac{I_{КЗ.min.НН}}{I_{с.з.НН}}, \quad (162)$$

$$k_{ч.НН} = \frac{1,11}{0,652} = 1,7$$

Условие выполняется.

10.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение оборудования, вызванного невозможностью ликвидации перегрузки другими средствами.

Защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более [6].

Для обеспечения защиты от перегрузки на двухобмоточном трансформаторе, достаточно установить устройство сигнализации нагрузки с одной любой стороны.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при максимальном рабочем токе нагрузки трансформатора:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (163)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,1.

$$I_{c.з.} = \frac{1,1}{0,85} \cdot 0,92 = 0,12 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.}}{n_{ТАВН}} \cdot k_{сх.вн}, \quad (164)$$

$$I_{c.р.} = \frac{0,12 \cdot 10^3}{20} \cdot \sqrt{3} = 10,39 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты:

$$k_{\psi} = \frac{I_{КЗ.min.ВН}}{I_{c.з.}}, \quad (165)$$

$$k_{\psi} = \frac{0,349}{0,12} = 2,91.$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального.

10.3 Релейная защита проектируемой ЛЭП

Для рассматриваемой ВЛ 35 кВ должно быть предусмотрено устройство релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного

напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Таким образом, для защиты линий 35 кВ выбираем трехступенчатую дистанционную защиту и, согласно ПУЭ, для ВЛЭП 35 кВ с целью повышения надежности отключения повреждения в начале линии может быть предусмотрена в качестве дополнительной защиты токовая отсечка без выдержки времени, для которой коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

10.3.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием

Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

10.3.2 Дистанционная защита линии

Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН.

Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных реле направления мощности, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем при КЗ в первой зоне, охватывающей 85% длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. При КЗ в последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки.

10.4 Автоматика подстанции Гулик

На ПС Гулик принято следующее автоматизированное управление:

- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 35 и 10 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- работа отопления зданий;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/10 кВ.

Сигнализация на ПС Гулик предусмотрена в следующем объеме:

- световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением;
- индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

11 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

11.1 Выбор эквивалента сети для расчета режимов

Для расчетов нормальных и послеаварийных режимов составляем схему замещения сети для дальнейшего расчета в ПВК RastrWin3. Данная схема замещения для расчета режимов представлена в приложении Д.

11.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Основная задача расчёта правильно оценить состояние энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах, а также определить корректность и достаточность выбранного оборудования.

В качестве программного вычислительного комплекса применяется RastrWin3, предназначенный для решения задач по расчёту, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Программный комплекс включает в себя следующие основные особенности:

- расчёт установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, напряжением от 0,4 до 1150 кВ;
- полный расчёт всех электрических параметров режима: токов, напряжений, потоков и потерь активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети;
- при отсутствии балансирующего узла возможность проведения расчёта установившихся режимов с учётом отклонения частоты;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчёт положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

- производить структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

11.3 Подготовка исходных данных для расчета

Для дальнейшего расчета электрической сети необходимо рассчитать активное и индуктивное сопротивление, активную и реактивную проводимость, коэффициенты трансформации трансформаторов и параметры линий.

Все рассчитанные параметры для трансформаторов и линий представлены в виде таблиц в приложении Д.

11.4 Расчет максимального режима и его анализ

Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры, характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.

Наиболее критичными ограничениями являются: ограничения по загрузке оборудования и по отклонению напряжений от номинальных значений.

Для показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

В режиме максимальных нагрузок, согласно рекомендациям ПУЭ, напряжение на шинах НН ПС должно быть не ниже $1,05 - 1,1 U_{ном}$, в режиме минимальных нагрузок не ниже $U_{ном}$.

В ПВК RastrWin3 был произведен расчет режима наибольших нагрузок. В качестве исходных данных были взяты величины, просчитанные ранее. Задались

прогнозируемыми нагрузками на 2024 год в режиме наибольших нагрузок. Подробный расчет представлен в приложении Д.

Токовая нагрузка линий проектируемой электрической сети в режиме максимальных нагрузок приведено в таблице 60.

Таблица 60 - Загрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

Участок	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток по линии, А	Загруженность, %
ВЛ ПС Светлая – отп. на ПС Гулик	330	112	34
ВЛ ПС Светлая – отп. на ПС Гулик	330	112	34
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Гулик	210	19	9,3
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Гулик	210	19	9,3
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Салют	265	93	35
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Салют	265	93	35

Токовая нагрузка трансформаторов на проектируемых подстанциях и источниках питания в режиме максимальных нагрузок представлена в таблице 61.

Таблица 61 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

Подстанция	Трансформатор	Длительно допустимый ток со стороны ВН, А	Расчетный ток, А	Загруженность, %
1	2	3	4	5
Светлая	ТДТНГ-20000/220/35/10	62,8	31	48,8
	ТДТНГ-20000/220/35/10	62,8	31	48,8
Энергия	ТДТН-4000/220/35/6	100,5	47	47,1
	ТДТН-4000/220/35/6	100,5	47	47,1
Гулик	ТМН-4000/35/10	66,1	19	29,5
	ТМН-4000/35/10	66,1	19	29,5
Салют	ТДНС-16000/35/10	249	93	37,3
	ТДНС-16000/35/10	249	93	37,3

Т.о. из результатов расчёта видно, что токовая нагрузка в нормальном режиме при минимальной нагрузке находится в технически допустимых пределах.

Исходя из расчетов, суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в максимальном режиме на головном участке 35 кВ составляют 0,57 МВт, потери реактивной мощности составляют 1,27 МВар.

11.5 Расчет минимального режима и его анализ

В ПВК RastrWin3 был произведён расчёт режима наименьших нагрузок. Для расчета задались прогнозируемыми летними минимальными нагрузками на 2024 год. Подробный расчет представлен в приложении Д.

Токовая нагрузка линий проектируемой электрической сети в режиме минимальных нагрузок приведено в таблице 62.

Таблица 62 - Загрузка ЛЭП в режиме минимальных нагрузок

Участок	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток по линии, А	Загруженность, %
ВЛ ПС Светлая – отп. на ПС Гулик	330	24	7,1
ВЛ ПС Светлая – отп. на ПС Гулик	330	24	7,1
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Гулик	210	4	2
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Гулик	210	4	2
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Салют	265	19	7,3
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Салют	265	19	7,3

Токовая нагрузка трансформаторов на проектируемых подстанциях и источниках питания в режиме минимальных нагрузок представлена в таблице 63.

Таблица 63 - Загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

Подстан-ция	Трансформатор	Длительно допустимый ток со стороны ВН, А	Расчетный ток, А	Загруженность, %
Светлая	ТДТНГ-20000/220/35/10	62,8	21	25,3
	ТДТНГ-20000/220/35/10	62,8	21	25,3
Энергия	ТДТН-4000/220/35/6	100,5	36	30,2
	ТДТН-4000/220/35/6	100,5	36	30,2
Гулик	ТМН-4000/35/10	66,1	17	6,4
	ТМН-4000/35/10	66,1	17	6,4
Салют	ТДНС-16000/35/10	249	81	7,7
	ТДНС-16000/35/10	249	81	7,7

Т.о. из результатов расчёта видно, что токовая загрузка в нормальном режиме при минимальной нагрузке находится в технически допустимых пределах.

Исходя из расчетов, суммарные потери активной мощности в рассматриваемой сети в минимальном режиме на головном участке 35 кВ составляют 0,09 МВт, потери реактивной мощности составляют 0,32 МВар.

11.6 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

Для рассматриваемой сети смоделируем два послеаварийных режима:

1) Отключение ЛЭП, а именно головного участка 35 кВ ПС Светлая – ПС Салют и линию на подстанцию Гулик, чтобы проанализировать загруженность оставшейся ЛЭП в электрической сети, питающая ПС Гулик и ПС Салют.

2) Отключение одного двухобмоточного трансформатора ТМН-4000/35/10 на ПС Гулик. Данное отключение возможно произвести, поскольку согласно пункту 4.6 ВКР загрузка трансформаторов в нормальном режиме ниже допустимого диапазона, предполагаем работу одного трансформатора на проектируемой подстанции.

Расчёт послеаварийных режимов произведён для режима максимальных нагрузок и представлен подробно в приложении Д.

1) Отключение ЛЭП

В результате отключения линии, соединяющая подстанцию Светлая, подстанцию Салют и Гулик, питание осуществляется по одной цепи и загрузка оставшихся линий представлена в таблице 64.

Таблица 64 - загрузка ЛЭП в режиме минимальных нагрузок

Участок	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток по линии, А	Загруженность, %
ВЛ ПС Светлая – отп. на ПС Гулик	330	233	70,7
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Гулик	210	39	18,8
ВЛ отп. на ПС Гулик – ПС Салют	265	194	73,2

Данные токовой загрузки ЛЭП не превышают длительно допустимые значения токов.

2) Отключение трансформатора

Отключение одного трансформатора на подстанции Гулик не вызывает перегрузку второго трансформатора, загруженность его составляет 59,1 %, что является допустимым значением загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы сети.

11.7 Регулирование напряжения в сети

Регулировка напряжения в сети осуществляется устройством РПН в трансформаторах, что является достаточным для поддержания напряжения в необходимых пределах.

Для трансформатора ПС Гулик устройство РПН имеет предел регулирования $6 \pm 1,5$ %;

На подстанции Салют устройство РПН трансформатора имеет предел регулирования $8 \pm 1,5$ %.

12 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При оценке экономической эффективности различают два основных подхода [8]:

- без учета фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные);
- с учетом фактора времени.

Методы оценки экономической эффективности разделяются на статические и динамический.

Статический метод оценки оперирует «точечными» или статическими значениями исходных данных. При его использовании не учитываются продолжительность всего срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

Динамические модели. Такой метод учитывает несколько периодов, в которых инвестиционные объекты характеризуются поступлениями и выплатами, ожидаемые при реализации инвестиционных проектов.

Процедура приведения разновременных платежей к начальному моменту называется дисконтированием, а получаемая величина – дисконтированной стоимостью.

Чистый дисконтированный доход является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций.

ЧДД — это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Расчет ЧДД проводится посредством дисконтирования чистого потока платежей:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T [D - (K_{год} + I_{год})] \cdot (1 + E)^{1-t}, \quad (166)$$

где D - доход от электроэнергии, поставляемой потребителю;

$I_{год}$ - издержки в год;

$K_{год}$ - капиталовложения

E - нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаемый равным 0,14.

После реализации проекта и ввода объекта в эксплуатацию, начинает поступать доход. Доход рассчитывается как:

$$D = \mathcal{E}_{получ} \cdot T_{эл}, \quad (167)$$

где $\mathcal{E}_{получ}$ - электроэнергия, полученная потребителем;

$T_{эл}$ - тариф на электроэнергию, для поселка Гулик принимаем равным одноставочному тарифу – 3,2 руб./кВт·ч [29].

Электричество, полученная потребителем:

$$\mathcal{E}_{получ} = P_{макс} \cdot T_{макс} + P_{мин} \cdot T_{мин}, \quad (168)$$

где $P_{макс}$ - мощность, полученная в период максимума нагрузок;

$P_{мин}$ - мощность, полученная в период минимума нагрузок;

$T_{макс}$ - число часов использования максимальной нагрузки;

$T_{мин}$ - число часов использования минимальной нагрузки

$$\mathcal{E}_{получ} = 12,2 \cdot 2920 + 3 \cdot 5840 = 53144 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

$$D = 53144 \cdot 3,2 = 170060,8 \text{ тыс. руб.}$$

Распределяем капиталовложения в течение времени строительства.
Средние капиталовложения за год определяются по следующей формуле:

$$K_{год} = \frac{K}{T_{строит}}, \quad (169)$$

где K - капиталовложения в реализацию проекта;

$T_{строит}$ - время строительства, год.

$$K_{год} = \frac{193987,3}{1} = 193987,3 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые издержки находятся по формуле:

$$I_{год} = \frac{I}{T_э}, \quad (170)$$

где I - общие издержки;

$T_э$ - срок эксплуатации оборудования, принимается равным 20 годам.

$$I_{год} = \frac{26055,2}{20} = 1302,76 \text{ тыс. руб.}$$

Подробный расчет экономических показателей приведен в приложении Е.

На рисунке 29 представлен график ЧДД для рассматриваемого варианта проектирования.

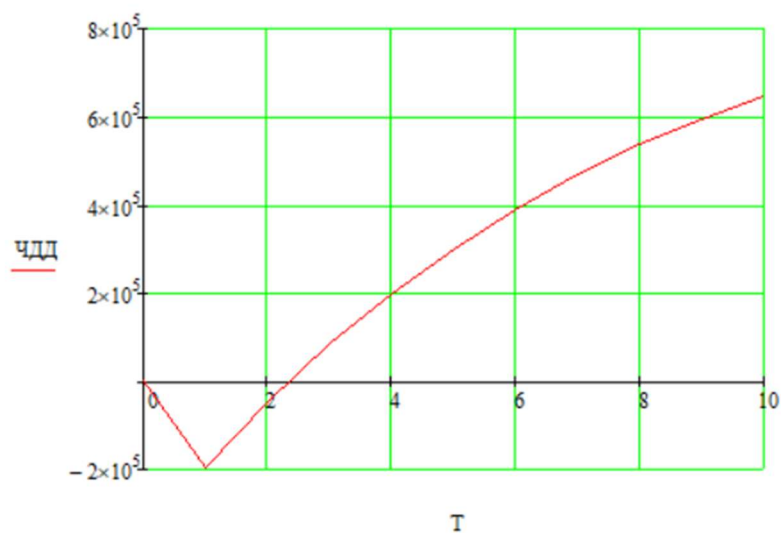


Рисунок 29 - График ЧДД выбранного проекта

Срок окупаемости составил около 1,5 лет. Чистый дисконтированный доход через 10 лет составит 648,7 млн руб., что говорит о незначительном влиянии величины амортизационных отчислений на экономические показатели данного проектируемого варианта.

Исходя из вышеперечисленного, выбранный вариант проектирования может быть рекомендован к реализации.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данной работе по заданию ПАО «РусГидро» и АО «ДРСК» разрабатываются типовые схемы распределительных устройств с применением вакуумных реклоузеров и практическое применение данных схем на проектируемой подстанции 35/10 кВ Гулик в Зейском районе Амурской области.

В данном разделе описаны основные принципы безопасной и безаварийной работы проектируемого объекта при осуществлении на нем оперативного и технического обслуживания.

13.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Для выполнения работ на электроустановках, персонал обязан иметь соответствующую профессиональную подготовку. При выполнении монтажных работ необходимо соблюдать следующие требования [30]:

1. Последовательность профессиональной подготовки работников, их повышения квалификации, проверка умений, знаний и навыков, а также инструктажи должны соответствовать нормативно-правовым актам, связанным с безопасностью работы и охраной труда персонала.

2. Прежде чем приступить к работе, работнику необходимо пройти медицинское освидетельствование. При медицинском осмотре должны быть указаны совмещаемые профессии.

3. Электротехнический персонал перед началом самостоятельной работы с электроустановками должен пройти практические курсы первой помощи пострадавшим от электрического тока.

4. Стажеры обязательно закрепляются за опытным персоналом (мастерами).

5. Персонал, занимающийся монтажными работами, должен иметь индивидуальные средства защиты в соответствии с требованиями работы и отраслевыми стандартами.

6. Работники, находящиеся на строительной-монтажной площадке, обязаны использовать защитные каски. Работа без индивидуальных средств защиты категорически запрещена для всех работников, независимо от их квалификации [30].

13.2 Безопасность при монтажных и ремонтных работах воздушных линий, подключаемых к подстанции Гулик

При выполнении работ на опорах воздушных линий необходимо организовать безопасные условия труда, так как эти работы являются особо сложными. Они связаны с выполнением работ на большой высоте, постоянной проверкой оборудования, ограничением работы при погодных условиях, отдаленностью электромонтажников друг от друга и необходимостью контроля за состоянием заземляющих устройств. Чтобы поднять рабочих на высоту, следует использовать безопасные способы, такие как автовышки или автогидроподъемники. При выполнении работ на опорах воздушных линий необходимо соблюдать все требования техники безопасности, особенно на участках пересечений. Подвеска проводов и тросов может производиться только при отключенной действующей ВЛ, которая должна быть надежно заземлена. При силе ветра 6 баллов и более монтажные работы на высоте запрещены.

Меры предосторожности при работе на опорах [32]:

Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, замене гирлянд изоляторов ВЛ должны выполняться по технологической карте или проекту производства работ (ППР).

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно у её основания. Так как подключение к подстанции Гулик будет осуществлено линиями с металлическими опорами, на данных опорах должно проверяться отсутствие повреждений фундамента, наличие всех раскосов и гаек на анкерных болтах, состояние оттяжек, заземляющих проводников.

Подъем на опору разрешается членам бригады, допущенные к работам без применения средств подмащивания (строительные леса), выполняемых на

высоте 5 м и более, I или II группы по безопасности работ на высоте, с обязательным применением средств защиты от падения с высоты и имеющим следующие группы по электробезопасности:

II - при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях ВЛ, находящейся под напряжением, не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м.

III - при всех видах работ до верха опоры;

Исключение составляют работы по окраске опор: окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять работники, имеющие II группу допуска по электробезопасности. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода, к примеру использование поддонов.

Необходимо выбирать схему подъема груза и инструментов, а также размещать подъемные блоки с учетом того, чтобы избежать усилий, которые могут повредить опору или привести к ее обрушению.

В соответствии с Правилами, можно прикасаться к шапке первтора на воздушной линии напряжением 35 кВ только при наличии двух исправных изоляторов в изолирующей подвеске. Счет изоляторов в такой ситуации должен вестись от траверсы.

При работах на проводе одной фазы или последовательно на проводах каждой фазы на воздушной линии напряжением 35 кВ разрешается заземление только провода фазы, на которой выполняются работы.

Таблица 65 [32] определяет допустимое расстояние до проводов оставшихся незаземленных фаз.

Таблица 65 - Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением 35 кВ

Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	0,6
Расстояния от механизмов и подъемных сооружений в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м	1,0

13.3 Безопасность на ПС Гулик

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС Гулик должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы [6]:

1. Вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2. При нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3. При снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4. Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Конструкции, на которых установлено электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, должны выдерживать нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, предусматривающие прикосновение персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50

°С; конструкции, не имеющие доступа прикосновению – выше 70 °С. Проверку конструкции на нагрев может не проводиться, если по токоведущим частям проходит переменный ток до 1000 А [6].

Во всех цепях распределительного устройства должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов со всех её сторон, откуда может быть подано напряжение. Это необходимо для безопасного нахождения персонала и проведения профилактических работ.

Работники, которые обслуживают РУ, должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ 35 и 10 кВ подстанции должны быть оборудованы блокировкой, а она должна быть всегда опломбирована [6].

13.4 Безопасность при работе на силовых трансформаторах.

Осмотр силового трансформатора, находящегося в работе, должен производиться с земли с применением стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого по условиям безопасного выполнения данной работы, таблица 29.

При необходимости осмотра газового реле трансформатора в результате его срабатывания на сигнал, силовой трансформатор должен быть снят с нагрузки и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполняться рабочими, специально обученными для данной работы и хорошо знающими пути перемещения, исключающие падение и травмирование во время выполнения данной работы или осмотра активной части.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, не иметь металлических застежек, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом. Работы внутри трансформатора следует производить в защитной каске и

перчатках, в качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги [32].

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Производитель работ при этом должен иметь группу IV по электробезопасности.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора [32].

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентируемое время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки [32].

13.5 Безопасность при погрузочно-разгрузочных работах

Погрузочно-разгрузочные работы и размещение грузов кранами должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом требований ГОСТ 12.3.009-76 и утвержденным в установленном порядке [34].

При размещении грузов должны соблюдаться размеры отступов: от стен помещений - 0,7 м, от приборов отопления - 0,2 м (должны увеличиваться по условиям хранения груза), от источников освещения - 0,5 м, от пола - 0,15 м, между ящиками в штабеле - 0,02 м, между поддонами и контейнерами в штабеле - 0,05 - 1 м [35].

Разгрузка и загрузка полувагонов крюковыми кранами должны производиться по технологии, утвержденной владельцем крана, с указанием в ней необходимых мер для безопасного производства работ с учетом конкретного груза и объекта погрузки-разгрузки.

Транспортировать груз на крюке крана над рабочими местами или при нахождении людей в зоне перемещения груза запрещается.

Поднимать груз большой грузоподъемности крана запрещается.

Опускать груз разрешается только на предназначенное для этого место с исключением возможности его падения, опрокидывания, сползания. Грузы должны укладываться или устанавливаться в соответствии с требованиями при складировании конкретных грузов без загромождения проходов и с выполнением требований по удобству и безопасности их строповки и расстроповки.

Погрузочно-разгрузочные рампы и платформы должны защищать грузы и погрузочно-разгрузочные механизмы от атмосферных осадков, иметь не менее двух рассредоточенных лестниц или пандусов и ширину, обеспечивающую соблюдение требований технологии и безопасности при погрузочно-разгрузочных работах [35].

Не допускается нахождение людей и проведение каких-либо работ в зоне работы грейферных и магнитных кранов;

По окончании работы оставлять груз, грейфер, магнитную шайбу в подвешенном состоянии запрещается.

Для перевозки порошковых и сыпучих материалов должны использоваться специальные железнодорожные вагоны и автомашины типа цементовоза, обеспечивающие беспыльную загрузку, транспортировку и разгрузку этих материалов.

Тара для транспортирования порошковых материалов должна обеспечивать целостность упаковки на всех этапах обращения (вплоть до их применения в производстве) без промежуточных пересыпок.

Для транспортировки вредных и агрессивных жидких материалов должны применяться специальные цистерны.

Для легкозамерзающих веществ высокой вязкости должны предусматриваться системы быстрого разогрева без изменения их химических свойств и без выделения в атмосферу вредных паров и газов.

Для транспортирования сжиженных вредных газов (хлора, аммиака и др.) должны применяться специальные железнодорожные или автомобильные цистерны.

Загрузка опасных веществ, их слив или выдавливание из цистерн, а также промывка и пропарка цистерн должны осуществляться способами, исключающими контакт с ними работников или выделение в воздух вредных веществ. Перед сливом жидкостей необходимо проверить работоспособность клапана, соединяющего внутреннюю полость цистерны с атмосферой [35].

13.6 Экологичность реализации проектируемой подстанции Гулик

Реализация запланированных действий может негативно сказаться на охраняемой среде, путем выброса вредных веществ, излишнего расположения производственных отходов и нарушения ландшафта.

Из опыта строительства и эксплуатации аналогичных объектов выяснено, какие виды окружающей среды могут быть затронуты, включая почвенное покрытие, водные ресурсы и нарушения в приземном слое атмосферы. В то же время, необходимо отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет краткосрочным, в то время как в эксплуатационный период - постоянным.

13.6.1 Воздействие на атмосферный воздух

Работы по строительству и эксплуатации объекта могут по-разному влиять на состояние воздушного бассейна в зависимости от вида источников выбросов и их количества на каждом этапе.

При строительстве объекта происходит неорганизованное загрязнение атмосферы при нахождении строительной техники и машин в месте выполнения работ. В работу также могут входить подготовительные и основные работы, при выполнении которых могут выделяться вредные вещества, такие как пыль, оксиды углерода, сажа, серы диоксид и другие. Это могут быть атмосферные выбросы от автомобильной техники, сварочного оборудования, окраски, заправки топливных баков и пыление грунта при земляных работах. Воздействие на воздушный бассейн ограничено периодом строительства объекта.

13.6.2 Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано [36]:

- с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов);
- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта;
- проведением земляных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ.

13.6.3 Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

13.6.3.1 Этап строительства

В процессе строительных работ необходимо предпринимать меры для сокращения загрязнения атмосферного воздуха.

К ним относятся контроль за регулярным обслуживанием техники, использование сертифицированного топлива, запрет на оставление механизмов с включенными двигателями на длительные перерывы, минимальное количество необходимых технических средств при выполнении работ, проверки состава выхлопов автомобилей и строительной техники, и другие.

Нельзя сжигать строительный мусор на строительной площадке и необходимо уделять внимание производству работ методом комплексного технологического потока.

13.6.3.2 Этап эксплуатации

При эксплуатации электрооборудования не требуется проведение специализированных мероприятий для снижения негативного воздействия на атмосферный воздух.

13.6.4 Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

13.6.4.1 Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия [36]:

- обязательное соблюдение границы территории работ;
- минимальное использование на площадке строительной техники;
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

13.6.4.2 Этап эксплуатации

Нет необходимости проводить какие-либо специальные мероприятия по охране поверхностных и подземных вод в процессе эксплуатации электрооборудования.

В данной выпускной работе при проектировании объекта электроснабжения ПС Гулик уделяется особое внимание сбережению окружающей среды путем использования современных материалов для изоляции на ПС, которые позволяют минимизировать количество маслonaполненного оборудования, что может быть потенциальной угрозой загрязнения окружающей среды в случае повреждений. Малогабаритное оборудование также используется для уменьшения необходимой для расположения оборудования площади земли.

Проектирование объекта также учитывает допустимый уровень шума и находится на достаточном расстоянии от жилой застройки.

13.7 Расчет маслоприемника трансформатора

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Гулик устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН-4000/35 У1, размер и масса указана в таблице 66.

Таблица 66 - Габариты и масса трансформатора ТМН-4000/35 У1

Трансформатор	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса масла, тонн	Масса общая, тонн
ТМН-4000/35 У1	3010	3322	3577	4,1	14,1

1) При массе масла в трансформаторе от 2 до 10 тонн, габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [37].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30- минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [37].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [37].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [38]:

$$V_{mp} = \frac{M}{\rho}, \quad (171)$$

где M - масса масла в трансформаторе;

ρ - плотность масла, равная $0,88 \text{ т/м}^3$.

$$V_{mp} = \frac{4,1}{0,88} = 4,66 \text{ м}^3.$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (172)$$

где A , B - длина и ширина трансформатора, м;

Δ - расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

$$S_{mn} = (3,01 + 2 \cdot 1) \cdot (3,322 + 2 \cdot 1) = 33,29 \text{ м}^2.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H, \quad (173)$$

где H - высота трансформатора, м.

$$S_{\delta n} = (3,01 + 3,322) \cdot 2 \cdot 3,577 = 45,3 \text{ м}^2.$$

Нормативный коэффициент пожаротушения и нормативное время тушения соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$$

$$t = 1800 \text{ с}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{он}) \cdot 10^{-3}, \quad (174)$$

$$V_{H_2O} = 2 \cdot 1800 \cdot (33,29 + 45,3) \cdot 10^{-3} = 28,29 \text{ м}^3.$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{mnH_2O} = V_{mp} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (175)$$

$$V_{mnH_2O} = 4,66 + 0,8 \cdot 28,29 = 27,29 \text{ м}^3.$$

Определяем глубину маслоприемника для приема жидкости:

$$H_{mn} = \frac{V_{mnH_2O}}{S_{mn}}, \quad (176)$$

$$H_{mn} = \frac{27,29}{33,29} = 0,82 \text{ м.}$$

Высота гравийной подушки согласно [37]:

$$H_z = 0,25 \text{ м.}$$

Высота воздушной прослойки согласно [37]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ м.}$$

Полная высота маслоприемника:

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{en} + H_z, \quad (177)$$

$$H_{nmi} = 0,82 + 0,05 + 0,25 = 1,12 \text{ м.}$$

В ходе расчетов были найдены:

- объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды, что составляет 27,29 м³;
- полную высоту маслоприемника, необходимого для масляного трансформатора, равная 1,12 м.

13.8 Чрезвычайные ситуации

Для обеспечения безопасности от пожаров, необходимо установить пожарные щиты для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря. Огнетушители должны быть размещены в удобных для доступа и заметных местах, где не будет прямого воздействия отопительных и осветительных приборов, а также попадания на них солнечных лучей [42].

Для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, проводки или горючих жидкостей, необходимо использовать песок, который должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, установленные рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Для обозначения первичных средств пожаротушения необходимо разместить знаки, соответствующие государственному стандарту, на видных местах.

Во всех помещениях ПС 35/10 Гулик необходимо предусмотреть систему оповещения и управления эвакуацией персонала при пожаре. Оповещение производится с помощью звуковых и световых сигналов, которые могут запускаться автоматически или вручную.

Оповещатель светового типа устанавливается на пути эвакуации для обозначения направления движения. Также на путях эвакуации необходимо использовать фотолюминесцентные таблички.

Двери, оснащенные электромагнитными замками, должны быть автоматически разблокированы.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе необходимо предусмотреть противопожарный водопровод с питанием от внешней водопроводной сети.

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [42].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения [39].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения данной работы следует отметить следующие выводы: были разработаны типовые схемы для номинального напряжения 6-35 кВ с применением вакуумных реклоузеров, систематизирована информация по выбору и расчету реклоузеров и оборудования для подстанций, а также описаны рекомендации по проектированию подобных энергообъектов.

Реализацией типовых решений стало проектирование подстанции Гулик с применением вакуумных реклоузеров в поселке Гулик Зейского района Амурской области.

Для выбранного варианта проектируемой электрической сети был произведен выбор оборудования от отечественных производителей, разработана однолинейная схема и план подстанции Гулик, на основании которого были рассчитаны молниезащита и заземление.

Выполнен раздел безопасности и экологичности проекта, в рамках которого рассчитаны параметры маслоприемного устройства трансформатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Альбом I. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств и указания по их применению. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87;
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008;
3. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
4. Электротехнический справочник, том 3. В.Г. Грасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского, В.А. Лабунцова, В.П. Морозкина, И.Н. Орлова, А.И. Попова (главный редактор), В.А. Строева.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энерго-атомиздат, 2013. - 608 с.
6. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.
7. Силовые масляные трансформаторы на класс напряжения 35 кВ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://svel.ru/catalog/silovye-transformatory/transformatory-na-klass-napryazheniya-35-kv/> (дата обращения 29.04.2023);
8. Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.
9. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

10. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. М.91 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

11. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.

12. Реклоузер SMART35 – Техническая информация [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/356/cs9pgo1bxbs0vn9pjpci3cxw55qxgnw4/TE_R_RecDoc_PG_4.pdf (дата обращения 29.04.2023);

13. Реклоузер VR 27-800/16-380 до 27 кВ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://arum.su/produkcija/reclosers/reklouzer-vr-27-800-16-380-do-27kv/> (дата обращения 29.04.2023);

14. РГ-35 (УХЛ1) Разъединители горизонтально-поворотного типа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://zeto.ru/rg-35-kv/#images-single-1> (дата обращения 29.04.2023);

15. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35 – Техническая информация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/5b9/TOL_SESHCH_35_IV-TI.pdf (дата обращения 30.04.2023);

16. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 – Техническая информация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/622/TOL_SESHCH_10_ORT_142_131_RE_ch_1_TOL_SESHCH_10.pdf (дата обращения 30.04.2023);

17. Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35 – Техническая информация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/38f/ti_135.033_znol_nol_35_5_electroshield.ru.pdf (дата обращения 30.04.2023);

18. Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10 – Техническая информация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/901/ORT.142.019.RE-NOL_SESHCH_6_10_-ISP.-0_-20_-40-_Izm.-1_.pdf (дата обращения 30.04.2023);
19. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий» [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.
20. Трансформатор ТМ(Г)-63/6(10) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://uralen.ru/catalog/trans/group-17/59.html> (дата обращения 01.05.2023);
21. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с
22. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник / Р.Н. Карякин. - М. : Энергосервис, 2000, 2002. - 376 с.
23. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 880 с.
24. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.
25. РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.
26. Типовой проект 3.407.2-170 Унифицированные стальные конструкции промежуточных и анкерно-угловых опор ВЛ 35–110 кВ.
27. ООО «ЭнергоСтальКонструкция» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.ural-esk.ru/1p35-2t/> (дата обращения 03.05.2023);
28. 14278 тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 - 750 кВ»
29. Тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Амурской области на 2022-2023 год.

[Электронный ресурс] – Режим доступа:
https://www.dvec.ru/amursbyt/private_clients/tariffs/ (дата обращения 03.05.2023);

30. ПОТРМ-026-2014. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Введ. 24.06.2013. – Б.: ООО «Макро-С Партнер», 2014. – 145 с.

31. Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

32. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957);

33. Правила устройств электроустановок: нормативно-технич. Материал. – 7-е изд. – М.:Энергосервис, 2012.

34. Приказ Минтруда России от 28.10.2020 N 753н "Об утверждении Правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов" (Зарегистрировано в Минюсте России 15.12.2020 N 61471);

35. Федеральный закон "О внесении изменений в Федеральный закон "Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 21.07.2014 N 219-ФЗ (последняя редакция);

36. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.05.2023);

37. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.

38. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.

39. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во

АмГУ, 2014;

40. СН 2.2.4-2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

41. ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ. «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

42. РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Однолинейная схема эквивалента рассматриваемой сети

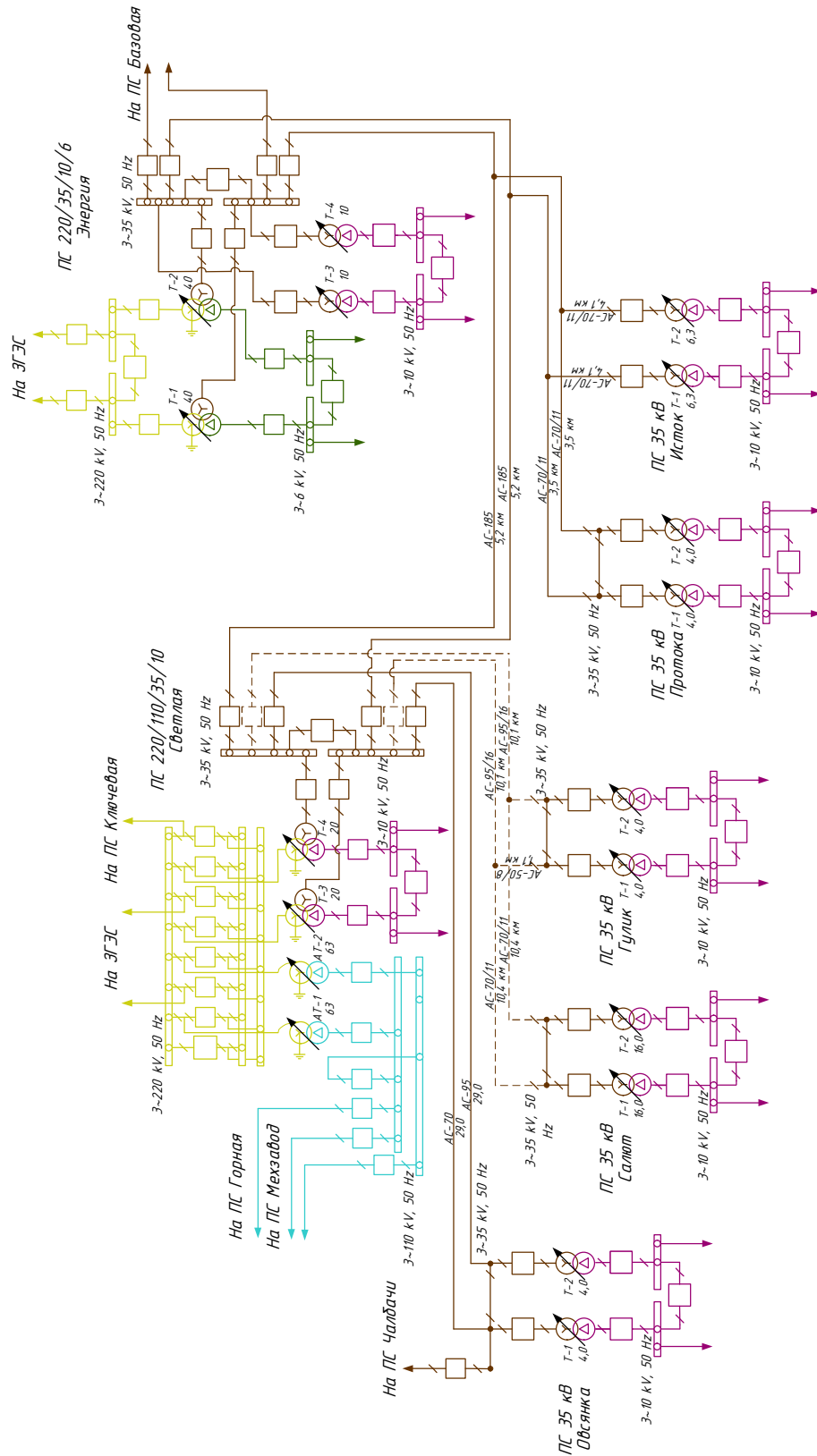


Рисунок А.1 – Однолинейная схема эквивалента сети

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.1 – Узлы в нормальном режиме при максимальных нагрузках

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			874.0	217.6				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	74.1	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.30	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	29.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.53	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	10.5	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.51	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	29.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.53	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	10.5	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.51	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.84	-29.58	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								503.26	-23.08	0.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								235.56	-23.06	7.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								235.32	-23.26	6.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.93	-23.60	6.79
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								235.52	-25.93	7.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.70	-25.94	7.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								235.52	-25.93	7.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.70	-25.94	7.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								233.16	-25.83	5.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								37.44	-25.82	6.97
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								233.16	-25.83	5.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								37.44	-25.82	6.97
<input type="checkbox"/>	✗	Нагр	20	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>	✗	Нагр	21	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						11.14	-25.97	6.13
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						11.14	-25.97	6.13
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								235.29	-23.28	6.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								233.22	-25.90	6.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								37.44	-25.90	6.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								233.22	-25.90	6.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								37.44	-25.90	6.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						6.08	-26.21	1.27
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	11	0.5	0.2						10.91	-26.72	3.88
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	11	3.2	0.8						10.91	-26.72	3.88
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								37.40	-25.94	6.85
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								37.18	-26.17	6.22
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.47	-29.79	4.73
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								37.16	-26.18	6.18
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	11	1.0	0.3						10.58	-26.65	0.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.94	-26.25	5.55
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	11	2.0	0.6						10.48	-27.18	-0.21
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								235.32	-23.26	6.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								37.40	-25.94	6.85
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.28	-41.25	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.28	-41.25	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						221.12	-34.53	0.51
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						117.63	-26.03	6.94
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						117.63	-26.03	6.94
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						115.94	-27.69	5.40
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						115.94	-27.69	5.40
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						37.38	-26.12	6.79
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						37.38	-26.12	6.79
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						36.43	-26.34	4.08
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						116.46	-27.42	5.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						221.69	-34.86	0.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						229.78	-28.19	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						115.78	-27.94	5.26

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.2 – Ветви в нормальном режиме при максимальных нагрузках

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анл	Д_ан	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			866	-139	2,149	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	49	562	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г3	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	28	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г4	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	9	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г5	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	28	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г6	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	9	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Нейтраль	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			486	-215	586	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220 кВ ЗГЭС	0.39				0.468	4	1	487	-146	583	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС	0.34	1.50	-9.2	0.2				-130	-8	319	46.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС	0.34	1.50	-9.2	0.2				-131	-9	323	46.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Св	0.67	2.94	-18.1	0.4				-113	-5	278	40.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Св	0.64	2.81	-17.3	0.3				-117	-6	288	41.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтраль 1	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС Светлая	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС Светлая	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтраль 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС Светлая	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС Светлая	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-8	-2	20	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	5.70				0.161	2	3	-7	-1	17	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	5.70	148.00			0.048			-1		2	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-8	-2	20	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	5.70				0.161	2	3	-7	-1	17	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	5.70	148.00			0.048			-1		2	
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1 ПС Светлая								-6	1		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2 ПС Светлая											
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1 ПС Светлая											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2 ПС Светлая											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светла	0.21	0.54						-6	-1	87	17.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светла	0.21	0.54						-6	-1	87	17.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Эн	0.21	0.93	-5.7	0.1				-17	-3	42	6.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Эн	0.21	0.92	-5.6	0.1				-14	-3	36	5.2
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-15	-3	39	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	3.60				0.161	2	4	-13	-2	32	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	3.60	125.00			0.026			-2		6	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-15	-3	39	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	3.60				0.161	2	4	-13	-2	32	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	3.60	125.00			0.026			-2		6	
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС Энергия											
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	30	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	30	
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2 ПС Энергия								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая -	0.63	1.61						-1	-1	17	3.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая -	0.63	1.61						-1	-1	17	3.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН П	1.07	1.08						-7	-1	103	38.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН П	1.07	1.08						-7	-1	103	38.7

Продолжение таблицы Б.2

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анл	Д_анл	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	94	
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	0.68	0.69						-1		9	3.2
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	0.68	0.69						-1		9	3.2
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	8.87	12.21						-1	-1	22	6.6
		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	12.41	12.53						-1		19	7.0
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	94	
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурск	12.29	112.07	-1,435.	1,434.4				-680	73	753	109.2
		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурск	12.13	110.58	-1,416.	1,415.4				-684	69	757	109.7
		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На ПС Амурская								6	-2		
		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призей	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	368	53.3
		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На ПС Мехзавод											
		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.8
		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.8
		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС Пионер								1			
		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электротот	0.21	0.54						-10	-1	158	30.9
		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электротот	0.21	0.54						-10	-1	158	30.9
		Выкл	46	47	На ПС Электрототельная - На ПС Э											
		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	40.31	19.27								7	3.8
		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдага	11.06	61.91	-398.0	437.8				-192	-28	474	56.8
		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	420	60.9
		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.3 – Узлы в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении линий

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			874.1	217.7				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	74.2	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.31	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	29.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.53	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	10.5	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.52	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	29.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.53	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	10.5	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.52	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.84	-29.58	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								503.25	-23.08	0.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								235.56	-23.07	7.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								235.31	-23.26	6.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.92	-23.60	6.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								235.52	-25.94	7.05
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.69	-25.94	6.99
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								235.52	-25.94	7.05
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.69	-25.94	6.99
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								233.08	-25.80	5.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								37.43	-25.80	6.93
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								233.08	-25.80	5.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								37.43	-25.80	6.93
<input checked="" type="checkbox"/>	✗	Нагр	20	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input checked="" type="checkbox"/>	✗	Нагр	21	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						11.14	-25.94	6.10
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						11.14	-25.94	6.10
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								235.29	-23.28	6.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								233.21	-25.93	6.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								37.44	-25.93	6.97
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								233.21	-25.93	6.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								37.44	-25.93	6.97
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						6.08	-26.23	1.26
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	11	0.5	0.2						10.91	-26.75	3.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	11	3.2	0.8						10.91	-26.75	3.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								37.35	-26.03	6.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.90	-26.50	5.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.39	-30.17	3.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.88	-26.51	5.38
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	11	1.0	0.3						10.50	-26.99	0.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.54	-26.69	4.40
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	11	2.0	0.6						10.36	-27.64	-1.33
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								235.31	-23.27	6.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								36.90	-26.50	5.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.28	-41.25	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.28	-41.25	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						221.11	-34.54	0.50
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						117.63	-26.04	6.93
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						117.63	-26.04	6.93
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						115.94	-27.69	5.40
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						115.94	-27.69	5.40
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						37.37	-26.15	6.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						37.37	-26.15	6.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						36.02	-26.79	2.91
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						116.45	-27.43	5.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						221.69	-34.86	0.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						229.78	-28.20	4.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						115.78	-27.94	5.26

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.4 – Ветви в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении линий

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анцБД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.	
		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065		866	-139	2,149		
		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065		224	49	562		
		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030		214	28	238		
		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030		224	9	247		
		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030		214	28	238		
		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030		224	9	247		
		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000		486	-215	586		
		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.468	4	1	487	-146	583	
		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2			-130	-9	319	46.2	
		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2			-131	-9	323	46.8	
		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4			-113	-5	277	40.2	
		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3			-117	-6	287	41.7	
		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейт	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		-22	1	53		
		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
	✗	Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейт	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000		-22	1	53		
		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
	✗	Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейт	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		-8	-2	20		
		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.161	2	3	-7	-1	17	
		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048						
		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейт	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000		-8	-2	20		
		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.161	2	3	-7	-1	17	
		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048						
		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1							-6	1			
		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2							-7	-1			
	✗	Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54					-11	-1	172	33.7	
	✗	ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54									
		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1			-17	-3	42	6.1	
		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1			-14	-3	36	5.2	
		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000		-16	-3	39		
		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.161	2	4	-13	-2	33	
		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026		-2		6		
		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000		-16	-3	39		
		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.161	2	4	-13	-2	33	
		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026		-2		6		
		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС							1	1			
		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	30	
		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	30	
		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2							-1				
		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61					-2	-1	38	7.5	
	✗	ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61									
		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08					-13	-3	207	78.0	
		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08									

Продолжение таблицы Б.4

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	95	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-2	-1	41	12.3
<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53									
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	95	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-680	73	753	109.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-684	69	757	109.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	368	53.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
<input type="checkbox"/>		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.8
<input type="checkbox"/>		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС								1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	158	30.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	158	30.9
<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47	На ПС Электростанция											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								7	3.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-192	-28	474	56.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На П	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	420	60.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

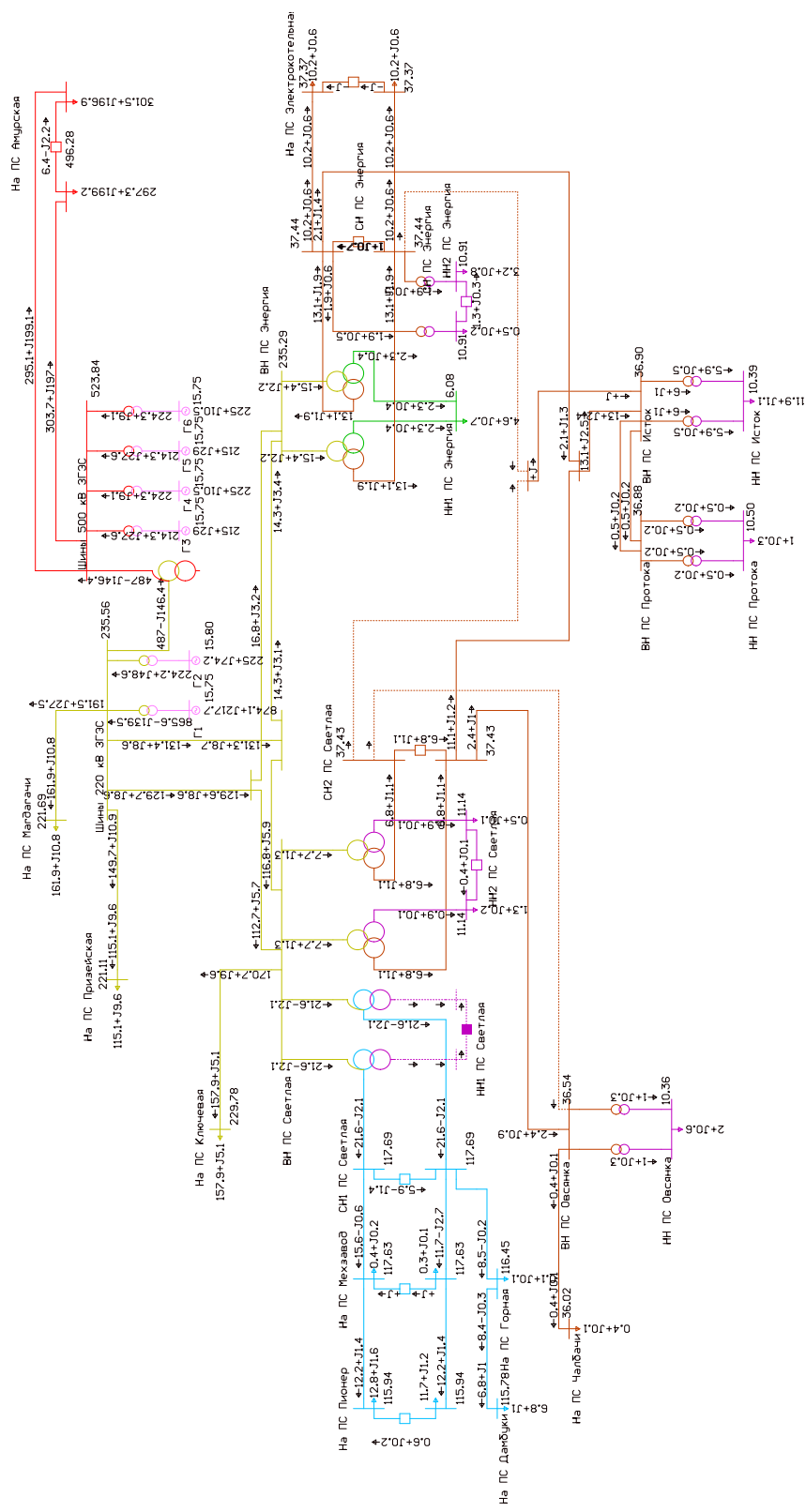


Рисунок Б.2 – Графика в послеаварийном режиме при максимальных
нагрузках при отключении линий

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.5 – Узлы в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформаторов ПС Светлая и ПС Энергия и одной линий от ЗГЭС

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			874.4	219.6				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	75.9	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.33	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	29.8	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.56	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	11.3	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.55	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	29.8	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.56	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	11.3	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.55	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.83	-29.61	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								502.87	-23.10	0.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								235.38	-23.09	6.99
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.85	-23.49	6.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.03	-24.18	6.38
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								234.61	-26.53	6.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.24	-26.53	6.58
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								234.61	-26.53	6.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.24	-26.53	6.58
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								230.01	-28.76	4.55
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								36.90	-28.74	5.44
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	18	Нейтраль 4	220									-25.83	
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								36.90	-28.74	5.44
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	20	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	21	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						10.99	-29.04	4.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						10.99	-29.04	4.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								234.80	-23.52	6.73
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	25	Нейтраль 1	220									-25.90	
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								36.91	-28.83	5.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								230.08	-28.84	4.58
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								36.91	-28.83	5.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						5.99	-29.46	-0.20
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	11	0.5	0.2						10.75	-29.68	2.37
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	11	3.2	0.8						10.75	-29.68	2.37
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								36.86	-28.87	5.32
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.64	-29.11	4.67
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.32	-32.83	3.16
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.62	-29.12	4.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	11	1.0	0.3						10.43	-29.60	-0.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.40	-29.18	4.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	11	2.0	0.6						10.32	-30.14	-1.70
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220									-23.26	
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								36.86	-28.87	5.32
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.28	-41.28	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.28	-41.28	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						220.90	-34.58	0.41
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						117.17	-26.63	6.52
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						117.17	-26.63	6.52
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						115.47	-28.30	4.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						115.47	-28.30	4.98
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						36.84	-29.05	5.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						36.84	-29.05	5.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						35.88	-29.28	2.51
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						115.99	-28.03	5.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						221.48	-34.91	0.67
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						228.86	-28.81	4.03
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						115.32	-28.54	4.83

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.6 – Ветви в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформаторов ПС Светлая и ПС Энергия и одной линий от ЗГЭС

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_ан	Д_ан	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			866	-138	2,151	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	50	564	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г3	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	28	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г4	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	10	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г5	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	28	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г6	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	10	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Нейтраль	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			486	-219	587	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220 кВ ЗГЭС	0.39				0.468	4	1	487	-149	585	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	0.34	1.50	-9.2	0.2				-261	-23	644	93.3
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	0.34	1.50	-9.2	0.2							
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	0.67	2.94	-18.1	0.4				-230	-14	567	82.2
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	0.64	2.81	-17.3	0.3							
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтраль 1	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС Светлая	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС Светлая	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтраль 2	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС Светлая	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС Светлая	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-16	-4	40	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	5.70				0.161	2	3	-14	-2	35	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	5.70	148.00			0.048			-2		5	
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	5.70				0.161	2	3				
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	5.70	148.00			0.048						
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1 ПС Светлая								-6	1		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2 ПС Светлая								7	1		
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1 ПС Светлая											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2 ПС Светлая											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	0.21	0.54						-6	-1	90	17.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	0.21	0.54						-6	-1	90	17.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	0.21	0.93	-5.7	0.1				-31	-8	78	11.3
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	0.21	0.92	-5.6	0.1							
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	3.60				0.161	2	4				
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	3.60	125.00			0.026						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-31	-8	78	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	3.60				0.161	2	4	-26	-4	66	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	3.60	125.00			0.026			-5	-1	12	
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС Энергия								13	2		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	31	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	0.96	11.10	54.0	9.8	0.293	2	5	-2	-1	31	
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2 ПС Энергия								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	0.63	1.61						-1	-1	17	3.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	0.63	1.61						-1	-1	17	3.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	1.07	1.08						-7	-1	104	39.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	1.07	1.08						-7	-1	104	39.3

Продолжение таблицы Б.6

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_ан	D_ан	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	8.87	12.21						-1	-1	22	6.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	12.41	12.53						-1		19	7.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	12.29	112.07	-1,435.	1,434.4				-680	73	753	109.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	12.13	110.58	-1,416.	1,415.4				-684	69	757	109.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На ПС Амурская								6	-2		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	368	53.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.2
<input type="checkbox"/>		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На ПС Мехзавод											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.9
<input type="checkbox"/>		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС Пионер								1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	0.21	0.54						-10	-1	160	31.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	0.21	0.54						-10	-1	160	31.4
<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47	На ПС Электростанция - На ПС Электро											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	40.31	19.27								7	3.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	11.06	61.91	-398.0	437.8				-191	-28	475	56.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	422	61.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

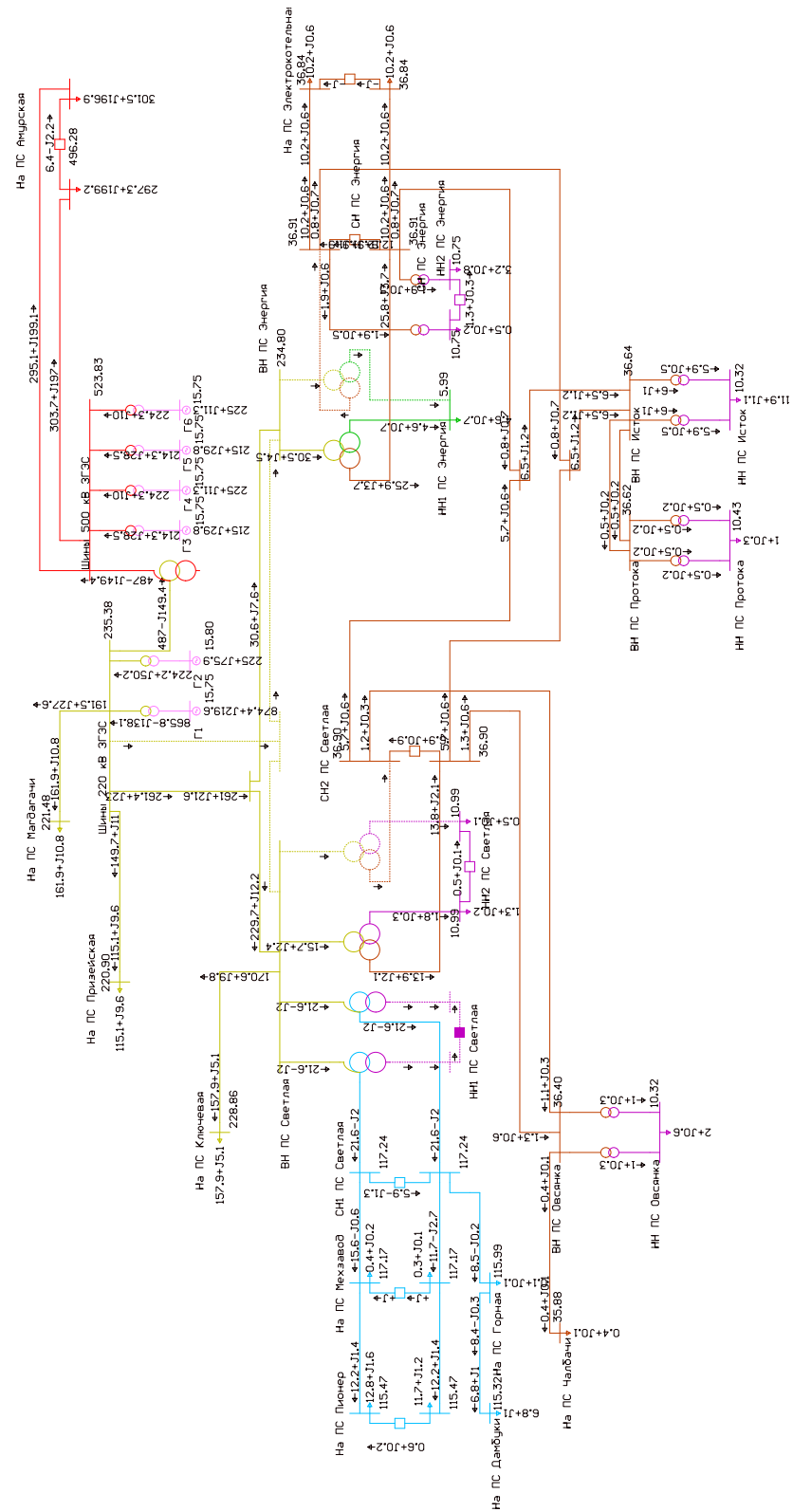


Рисунок Б.3 – Графика в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформаторов и одной из линий от ЗГЭС

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.7 – Узлы в нормальном режиме при минимальных нагрузках

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			636.0	147.3				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	83.1	15.8	-112.5	112.5	15.80	-10.86	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	-60.8	15.8	-107.5	107.5	15.75	-21.13	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	-79.2	15.8	-112.5	112.5	15.75	-21.12	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	-60.8	15.8	-107.5	107.5	15.75	-21.13	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	-79.2	15.8	-112.5	112.5	15.75	-21.12	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								524.08	-21.23	4.82
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								521.97	-16.64	4.39
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								234.61	-16.64	6.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.46	-16.79	6.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.20	-17.06	6.46
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								235.30	-18.95	6.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.60	-18.96	6.91
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								235.30	-18.95	6.95
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.60	-18.96	6.91
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								233.02	-18.66	5.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								37.05	-18.66	5.86
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								233.02	-18.66	5.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								37.05	-18.66	5.86
<input type="checkbox"/>	✗	Нагр	20	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>	✗	Нагр	21	НН1 ПС Светлая	11									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	0.8	0.1						11.14	-18.75	6.09
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.3	0.1						11.14	-18.75	6.09
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								234.44	-16.80	6.56
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								233.02	-18.74	5.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								37.05	-18.73	5.85
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								233.02	-18.74	5.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								37.05	-18.73	5.85
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	3.5	0.5						6.07	-18.96	1.21
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	11	0.3	0.1						10.54	-19.35	0.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	11	2.4	0.6						10.54	-19.35	0.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								37.02	-18.75	5.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.86	-18.93	5.30
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	8.9	0.7						10.43	-21.69	4.29
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.84	-18.94	5.27
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	11	0.7	0.3						10.49	-19.26	-0.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.78	-18.84	5.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	11	1.1	0.4						10.46	-19.36	-0.38
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.45	-16.79	6.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								37.02	-18.75	5.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	226.1	147.7						515.22	-31.16	3.04
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	223.0	149.4						515.22	-31.16	3.04
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						220.03	-28.20	0.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.2	0.1						117.55	-19.04	6.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.2	0.1						117.55	-19.04	6.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	9.6	0.9						116.37	-20.34	5.79
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	8.8	0.9						116.37	-20.34	5.79
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электрокотель	35	7.7	0.4						37.00	-18.90	5.71
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электрокотель	35	7.6	0.4						37.00	-18.90	5.71
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.1	0.1						36.61	-18.75	4.61
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						116.73	-20.25	6.12
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	121.4	8.1						225.83	-25.58	2.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	118.4	3.8						230.59	-20.54	4.81
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	5.2	0.7						116.24	-20.66	5.68

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

Таблица Б.8 – Ветви в нормальном режиме при минимальных нагрузках

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			631	-41	1,557	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	57	569	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	-62	246	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	-81	262	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	-62	246	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	-81	262	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			358	-42	397	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.449	2	1	358	-7	396	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-99	-2	243	35.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-100	-2	247	35.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4				-87		213	30.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3				-90		221	32.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-18	2	44	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-17	3	44	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-18	2	44	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-17	3	44	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-6	-1	14	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.159	1	3	-5	-1	13	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		1	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-6	-1	14	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.159	1	3	-5	-1	13	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		1	
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1								-5	2		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2											
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-4		69	13.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-4		69	13.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1				-12	-2	31	4.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1				-10	-2	26	3.8
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-11	-2	28	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-9	-1	24	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		4	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-11	-2	28	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-9	-1	24	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		4	
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС											
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-1		22	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-1		22	
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61								10	2.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61								10	2.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-5	-1	77	29.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-5	-1	77	29.1

Продолжение таблицы Б.8

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-4	-1	71	
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69								6	2.4
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69								6	2.4
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			6	
		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-1		12	3.5
		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53						-1		10	3.7
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		10	
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-4	-1	71	
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			6	
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		10	
		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-616	166	702	101.8
		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-619	162	705	102.1
		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	369	53.5
		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-12	1	61	12.1
		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-12	1	61	12.1
		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-12	1	60	13.5
		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-12	1	60	13.5
		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС											
		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-8		119	23.4
		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-8		119	23.4
		Выкл	46	47	На ПС Электростанция											
		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								2	1.3
		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На П	18.92	32.45	-202.2	223.0				-10	3	52	13.3
		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-148	-8	366	43.8
		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС	6.08	26.60	-163.7	180.4				-130	-3	320	46.4
		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-7	1	33	8.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчёт режимов в ПВК RastrWin3

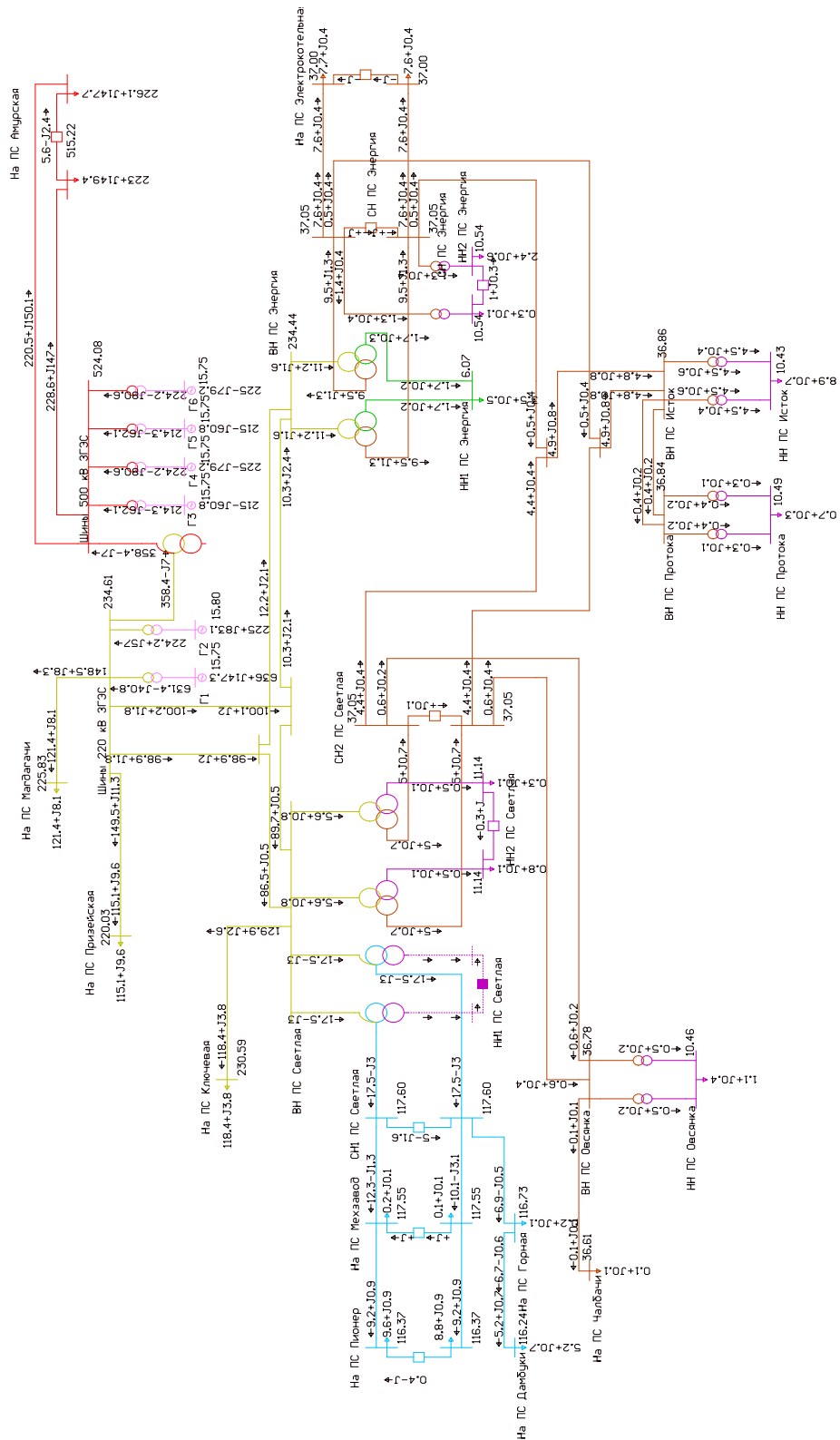


Рисунок Б.4 – Графика в нормальном режиме при минимальных нагрузках

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схемы замещения для расчетов ТКЗ

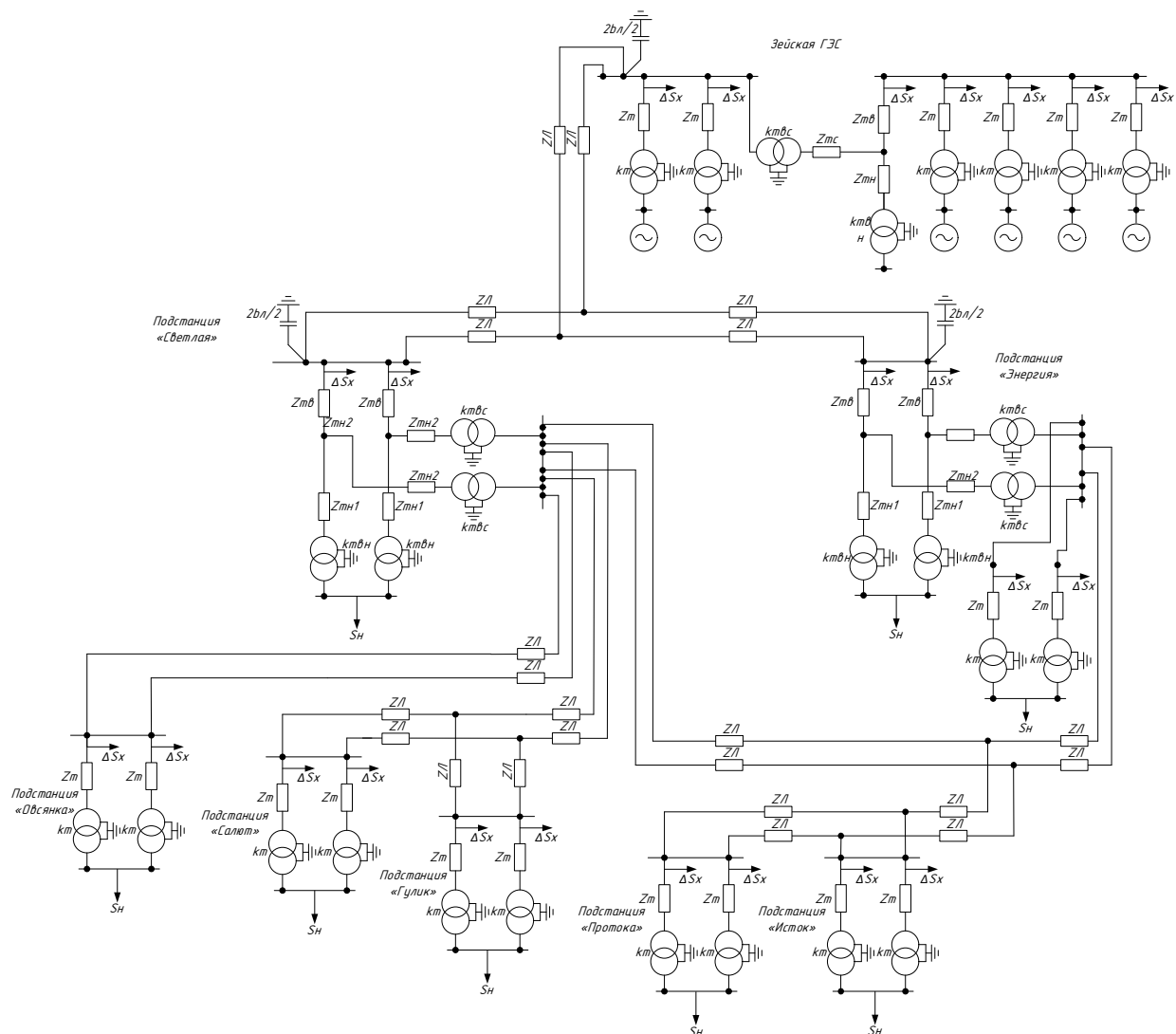


Рисунок В.1 – Схема замещения эквивалента сети с проектируемой подстанцией

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Подробная однолинейная схема проектируемой подстанции

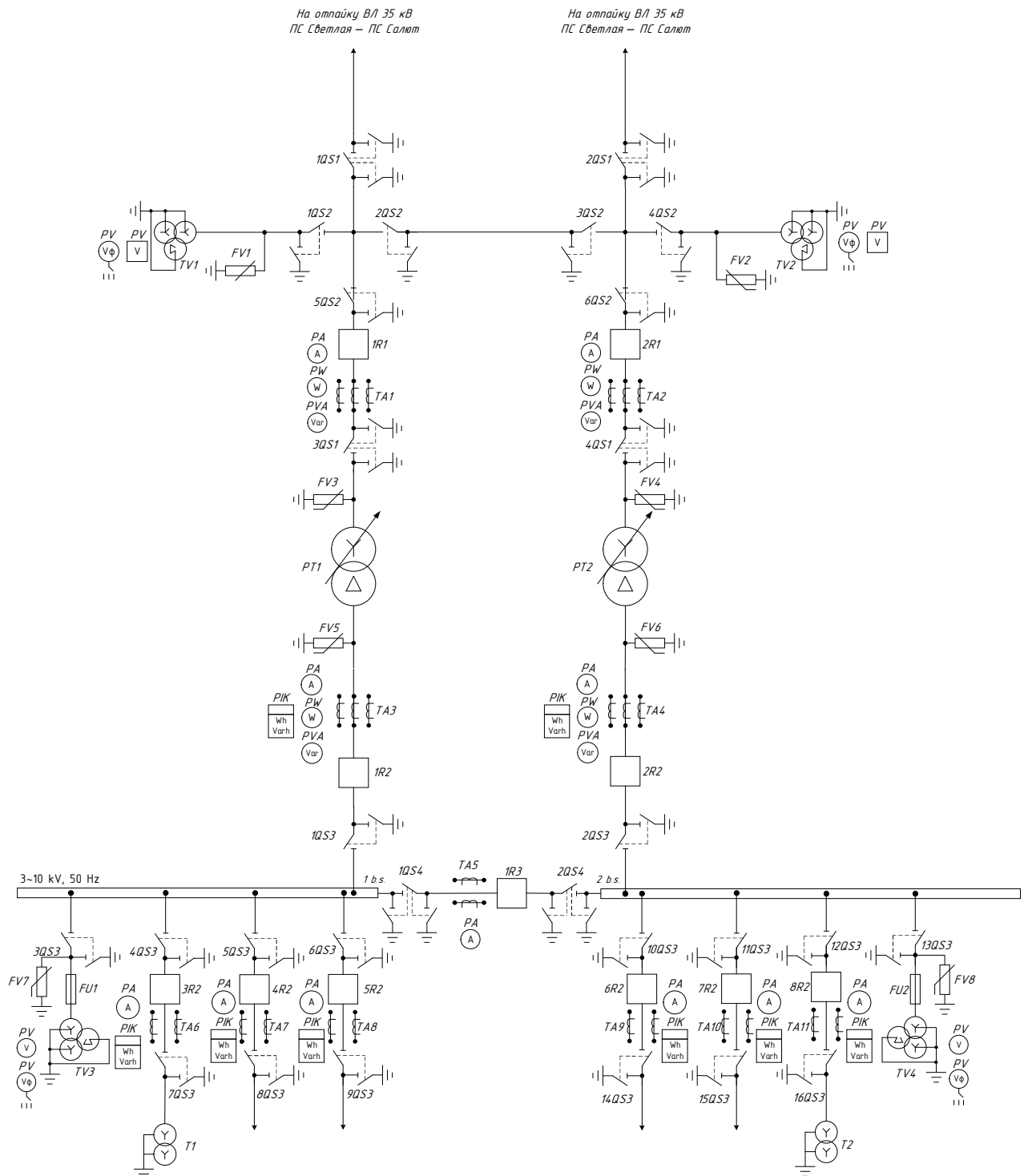


Рисунок Г.1 – Подробная однолинейная схема подстанции Гулик

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

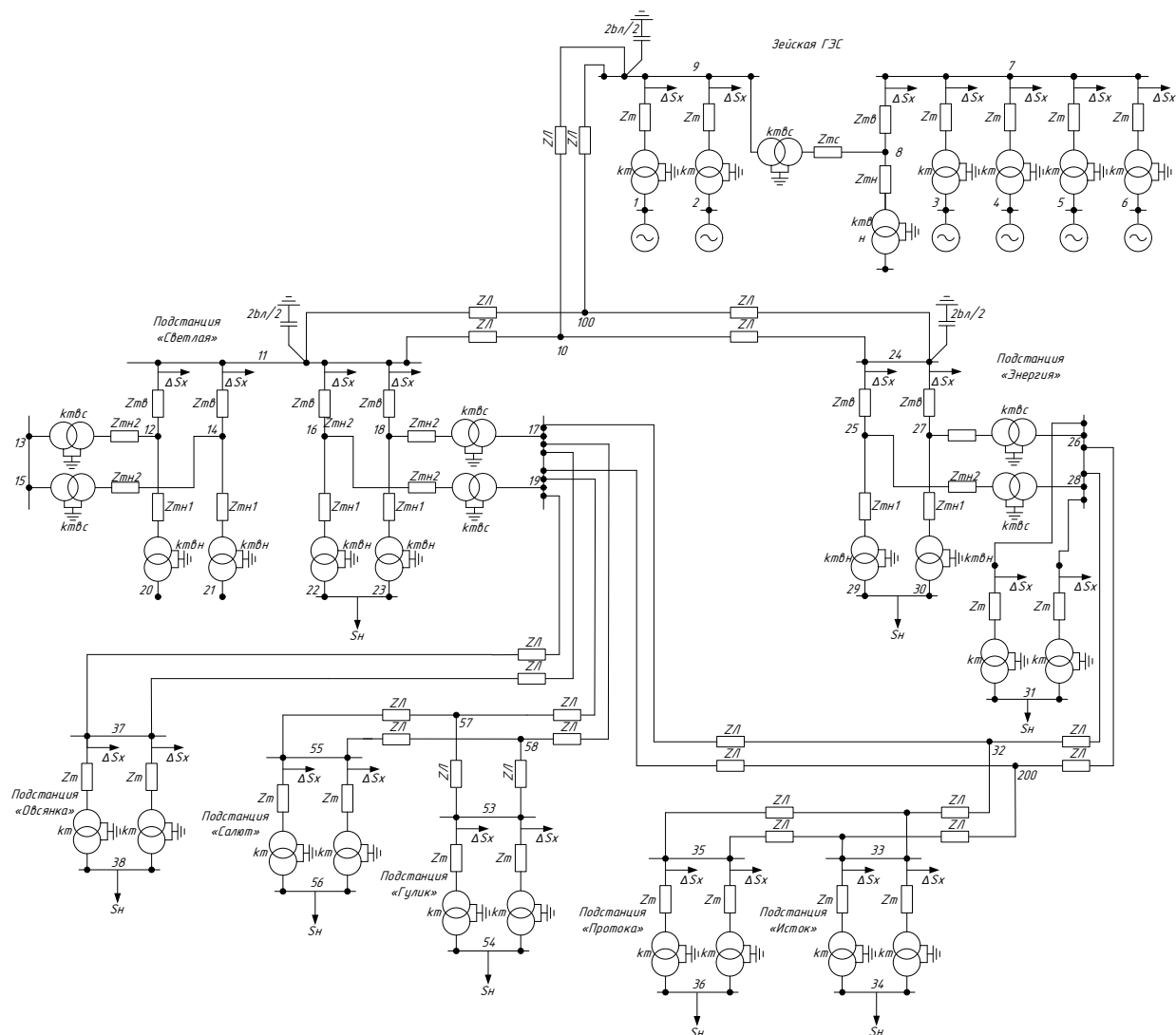


Рисунок Д.1 – Схема замещения для расчета режимов

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.1 – Параметры трансформаторов для расчета режимов

Нач. узел	Кон. узел	Сопротивление, Ом		Проводимость, мкСм		Коэффициент трансформации
		Активное	Реактивное	Активная	Реактивная	
7	3	2.65	1.43	4.08	0.91	0.03
7	4	2.65	1.43	4.08	0.91	0.03
7	5	2.65	1.43	4.08	0.91	0.03
7	6	2.65	1.43	4.08	0.91	0.03
7	8	0.58	61.1	24.16	1.51	1
8	9	0.39	0	0	0	0.449
9	1	0.6	25.7	19.21	4.1	0.065
9	2	0.6	25.7	19.21	4.1	0.065
11	12	1.4	104	5.95	0.85	1
11	14	1.4	104	5.95	0.85	1
11	16	5.7	275	5.67	0.95	1
11	18	5.7	275	5.67	0.95	1
12	13	1.4	0	0	0	0.5
12	20	2.8	195.6	0	0	0.0478
14	15	1.4	0	0	0	0.5
14	21	2.8	195.6	0	0	0.0478
16	17	5.7	0	0	0	0.161
16	22	5.7	148	0	0	0.0478
18	19	5.7	0	0	0	0.161
18	23	5.7	148	0	0	0.0478
24	25	3.6	165	8.32	1	1
24	27	3.6	165	8.32	1	1
25	26	3.6	0	0	0	0.159
25	29	3.6	125	0	0	0.026
26	30	0.96	11.1	53.97	9.78	0.2857
27	28	3.6	0	0	0	0.159
27	29	3.6	125	0	0	0.026
28	31	0.96	11.1	53.97	9.78	0.2857
33	34	1.4	14.6	46.29	7.51	0.2857
33	34	1.4	14.6	46.29	7.51	0.2857
35	36	2.6	23	32.65	5.47	0.2857
35	36	2.6	23	32.65	5.47	0.2857
37	38	2.6	23	32.65	5.47	0.2857
37	38	2.6	23	32.65	5.47	0.2857
53	54	2.6	23	32.65	5.47	0.3
53	54	2.6	23	32.65	5.47	0.3
55	56	0.52	7.4	14.2	64.8	0.284
55	56	0.52	7.4	14.2	64.8	0.284

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.2 – Параметры линий для расчетов режимов

Нач. узел	Кон. узел	Сопrotивление, Ом		Проводимость, мкСм	
		Активное	Реактивное	Активная	Реактивная
7	39	12.291	112.065	-1435.16	1434.43
7	40	12.1278	110.577	-1416.1	1415.39
9	10	0.343	1.5015	-9.24	0.1806
9	100	0.343	1.5015	-9.24	0.1806
9	41	18.3456	80.3088	-494.208	544.752
9	50	11.055	61.908	-398	437.778
10	11	0.67	2.94	-18.1	0.353976
10	24	0.21	0.93093	-5.7288	0.11042
11	51	6.076	26.598	-163.7	180.42
13	42	0.567	1.4455	-9.6	10.703
15	43	0.567	1.4455	-9.6	10.703
15	49	18.924	32.452	-202.2	222.984
17	32	0.21	0.5369	0	0
17	37	8.87	12.209	0	0
17	57	3.0906	4.2521	0	0
19	200	0.21	0.5369	0	0
19	37	12.412	12.528	0	0
19	58	3.0906	4.2521	0	0
26	32	0.6318	1.6107	0	0
26	46	0.2106	0.5369	0	0
28	200	0.6318	1.6107	0	0
28	47	0.2106	0.5369	0	0
32	33	1.07	1.08	0	0
33	35	0.6848	0.6912	0	0
33	35	0.6848	0.6912	0	0
37	48	40.313	19.2705	0	0
42	44	13.6818	29.022	-186.6	205.5725
43	45	13.6818	29.022	-186.6	205.5725
49	52	9.462	16.226	-101.1	111.492
57	53	0.715	0.4785	0	0
57	55	4.4512	4.4928	0	0
58	53	0.715	0.4785	0	0
58	55	4.4512	4.4928	0	0
100	11	0.64288	2.81424	-17.318	0.338496
100	24	0.21	0.91806	-5.6496	0.11197
7	39	12.291	112.065	-1435.16	1434.43

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.3 – Узлы в нормальном режиме при максимальных нагрузках

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			886.1	251.4				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	101.1	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.87	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	20.5	15.8	-107.5	107.5	15.75	-30.09	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	2.0	15.8	-112.5	112.5	15.75	-30.07	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	20.5	15.8	-107.5	107.5	15.75	-30.09	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	2.0	15.8	-112.5	112.5	15.75	-30.07	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.86	-30.14	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								507.20	-23.69	1.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								232.71	-23.68	5.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								232.43	-23.89	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								231.97	-24.25	5.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								232.51	-26.63	5.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								116.19	-26.63	5.63
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								232.51	-26.63	5.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								116.19	-26.63	5.63
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								225.63	-27.48	2.56
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								36.57	-27.46	4.50
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								225.63	-27.48	2.56
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								36.57	-27.46	4.50
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	20	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	21	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						10.78	-27.63	2.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						10.78	-27.63	2.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								232.40	-23.91	5.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								230.48	-27.21	4.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								36.63	-27.21	4.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								230.48	-27.21	4.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								36.63	-27.21	4.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						6.00	-27.52	0.08
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	10	0.5	0.2						10.41	-28.07	4.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	10	3.2	0.8						10.41	-28.07	4.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								36.54	-27.50	4.41
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.32	-27.74	3.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.22	-31.53	2.23
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.30	-27.75	3.72
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	10	1.0	0.3						10.33	-28.24	3.34
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.07	-27.90	3.05
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	10	2.0	0.6						10.23	-28.88	2.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								232.43	-23.90	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								36.54	-27.50	4.41
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.31	-41.81	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.31	-41.81	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						217.86	-35.43	-0.97
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						116.12	-26.73	5.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						116.12	-26.73	5.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						114.40	-28.42	4.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						114.40	-28.42	4.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						36.56	-27.43	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						36.56	-27.43	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						35.54	-28.00	1.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						114.93	-28.14	4.48
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						218.46	-35.78	-0.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						226.73	-28.96	3.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						114.24	-28.66	3.86
<input type="checkbox"/>		Нагр	53	ВН ПС Гулик	35								35.66	-28.27	1.88
<input type="checkbox"/>		Нагр	54	НН ПС Гулик	10	2.2	0.8						10.59	-29.38	5.93
<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ВН ПС Салют	35								34.74	-28.87	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН ПС Салют	10	10.2	3.9						9.71	-30.64	-2.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Отп на Гулик	35								35.69	-28.26	1.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	58	Отп на Гулик	35								35.69	-28.26	1.96

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.4 – Ветви в нормальном режиме при максимальных нагрузках

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			877	-122	2,197	
		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	74	585	
		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	19	237	
		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	1	247	
		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	19	237	
		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	1	247	
		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			486	-182	572	
		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.458	3	1	487	-115	570	
		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-136	-13	339	49.1
		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-138	-13	343	49.7
		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4				-116	-10	289	41.9
		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3				-120	-10	299	43.4
		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	54	
		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	54	
		Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	54	
		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	54	
		Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-6	31	48.8
		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-5	172	45.3
		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		49	3.7
		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-6	31	48.8
		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-5	172	45.3
		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		49	3.7
		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1								-6	1		
		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2											
		Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2	-1	39	7.7
		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2	-1	39	7.7
		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1				-20	-3	51	7.3
		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1				-18	-3	44	6.4
		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-3	47	47.1
		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-16	-1	259	42.6
		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		224	6.4
		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-3	47	47.1
		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-16	-1	259	42.6
		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		224	6.4
		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС											
		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	31	19.8
		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	31	19.8
		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2								-1			
		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-4		68	13.3
		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-4		68	13.3
		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	105	39.6
		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	105	39.6

Продолжение таблицы Д.4

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	D_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	77.8
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.2
		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-1	-1	22	6.7
		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53						-1		19	7.2
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.9
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	77.8
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.2
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.9
		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-680	73	753	109.2
		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-684	69	757	109.7
		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-149	-12	371	53.8
		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.3
		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.3
		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	76	17.0
		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	76	17.0
		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС								1			
		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	161	31.6
		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	161	31.6
		Выкл	46	47	На ПС Электротельн											
		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								7	3.9
		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На П	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-191	-29	480	57.4
		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	425	61.6
		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.8
		ЛЭП	17	57	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-6	-3	112	34.0
		ЛЭП	19	58	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-6	-3	112	34.0
		ЛЭП	57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48						-1		19	9.3
		ЛЭП	58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48						-1		19	9.3
		ЛЭП	57	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-5	-2	93	35.0
		ЛЭП	58	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-5	-2	93	35.0
		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.300			-1		19	29.5
		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.300			-1		19	29.5
		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-5	-2	93	37.3
		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-5	-2	93	37.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ППК RastrWin3

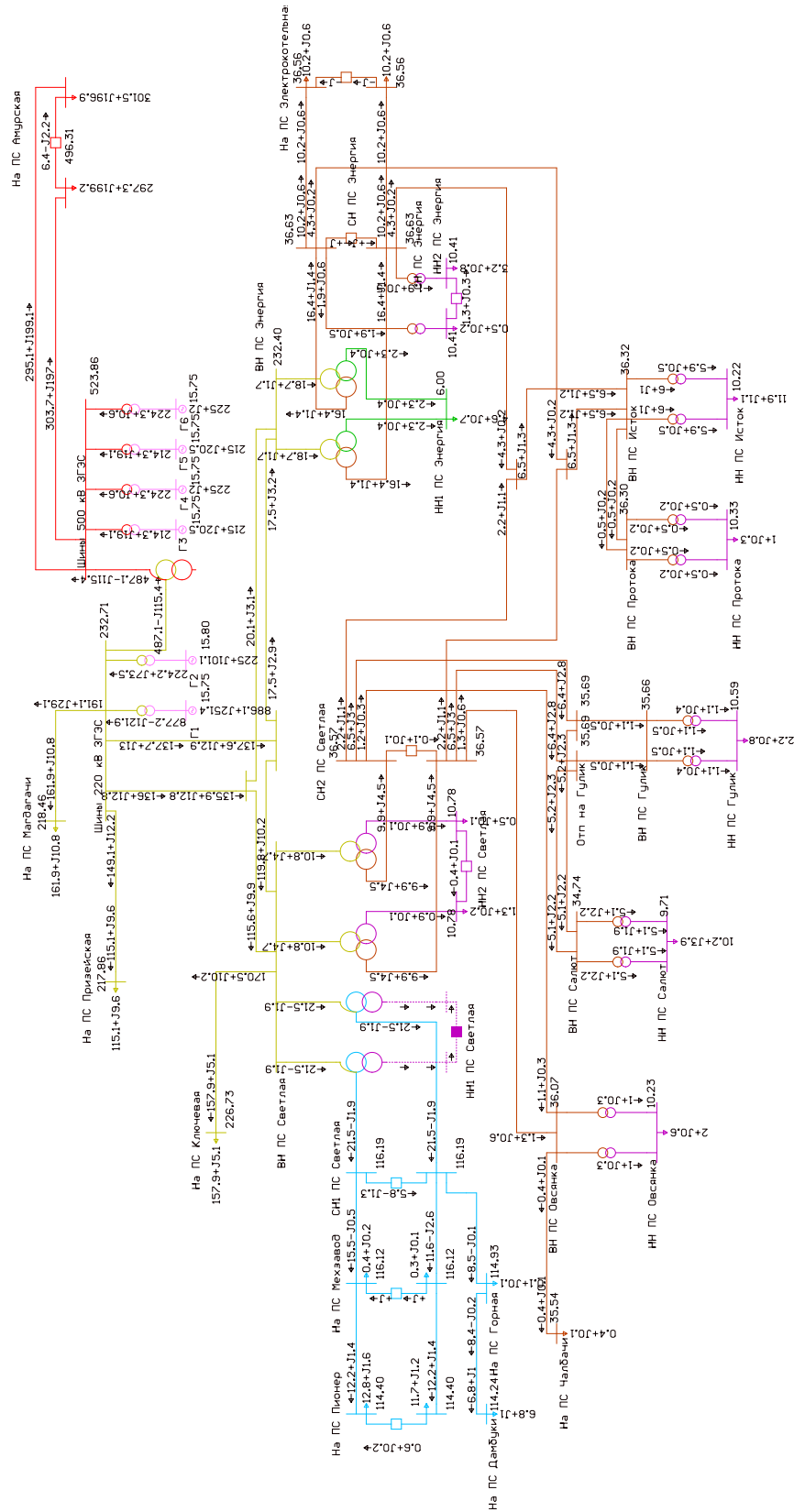


Рисунок Д.2 – Графика в нормальном режиме при максимальных нагрузках

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.5 – Токовая нагрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	339	339	690.0	49.1
9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	343	343	690.0	49.7
10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	289	289	690.0	41.9
100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	299	299	690.0	43.4
17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	39	39	510.0	7.7
19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	39	39	510.0	7.7
10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	50	51	690.0	7.3
100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	44	44	690.0	6.4
26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	68	68	510.0	13.3
28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	68	68	510.0	13.3
32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	105	105	265.0	39.6
200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	105	105	265.0	39.6
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	22	22	330.0	6.7
19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	19	19	265.0	7.2
7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	753	414	690.0	109.2
7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	757	421	690.0	109.7
9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	371	306	690.0	53.8
13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	78	77	510.0	15.3
15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	78	77	510.0	15.3
42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	76	62	445.0	17.0
43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	76	62	445.0	17.0
26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	161	161	510.0	31.6
28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	161	161	510.0	31.6
37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	7	7	175.0	3.9
15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	59	43	390.0	15.2
9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	480	429	835.0	57.4
11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	425	402	690.0	61.6
49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	42	35	390.0	10.8
17	57	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	112	112	330.0	34.0
19	58	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	112	112	330.0	34.0
57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	19	19	210.0	9.3
58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	19	19	210.0	9.3
57	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	93	93	265.0	35.0
58	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	93	93	265.0	35.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.6 – Токовая загрузка трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_dop
27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	6	224	3,503.2	6.4
25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	6	224	3,503.2	6.4
18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	2	49	1,315.0	3.7
16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	2	49	1,315.0	3.7
27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	41	259	608.5	42.6
25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	41	259	608.5	42.6
18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	28	172	380.0	45.3
16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	28	172	380.0	45.3
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	93	324	249.0	37.3
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	93	324	249.0	37.3
26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	31	106	156.2	19.8
28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	31	106	156.2	19.8
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	96	337	124.0	77.8
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	96	337	124.0	77.8
24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	47	47	100.5	47.1
24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	47	47	100.5	47.1
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	19	64	66.1	29.5
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	19	64	66.1	29.5
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	59	66.1	25.9
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.2
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	59	66.1	25.9
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.2
11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	31	30	62.8	48.8
11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	31	30	62.8	48.8

Таблица Д.7 – Потери активной мощности, режим максимальных нагрузок

№-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП_Q_XX_тр-р		
1		1.26	1.02	0.59	0.43	0.24		0.24	

Таблица Д.8 – Потери реактивной мощности, режим максимальных нагрузок

№-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		0.57	0.53	0.49	0.03	0.05		0.05	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.9 – Узлы в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформатора на подстанции Гулик

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			886.1	251.4				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	101.1	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.87	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	20.5	15.8	-107.5	107.5	15.75	-30.09	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	2.0	15.8	-112.5	112.5	15.75	-30.07	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	20.5	15.8	-107.5	107.5	15.75	-30.09	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	2.0	15.8	-112.5	112.5	15.75	-30.07	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.86	-30.14	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								507.20	-23.69	1.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								232.71	-23.68	5.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								232.43	-23.89	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								231.97	-24.25	5.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								232.51	-26.63	5.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								116.19	-26.63	5.63
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								232.51	-26.63	5.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								116.19	-26.63	5.63
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								225.63	-27.48	2.56
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								36.57	-27.46	4.49
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								225.63	-27.48	2.56
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								36.57	-27.46	4.49
<input type="checkbox"/>		Нагр	20	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	21	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						10.78	-27.63	2.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						10.78	-27.63	2.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								232.40	-23.91	5.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								230.47	-27.21	4.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								36.63	-27.21	4.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								230.47	-27.21	4.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								36.63	-27.21	4.64
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						6.00	-27.52	0.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	10	0.5	0.2						10.41	-28.07	4.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	10	3.2	0.8						10.41	-28.07	4.07
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								36.54	-27.50	4.41
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.32	-27.74	3.76
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.22	-31.53	2.23
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.30	-27.75	3.72
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	10	1.0	0.3						10.33	-28.24	3.34
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.07	-27.90	3.05
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	10	2.0	0.6						10.23	-28.88	2.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								232.43	-23.90	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								36.54	-27.50	4.41
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.31	-41.81	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.31	-41.81	-0.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						217.86	-35.43	-0.97
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						116.12	-26.73	5.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						116.12	-26.73	5.57
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						114.40	-28.42	4.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						114.40	-28.42	4.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						36.56	-27.43	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электрокотель	35	10.2	0.6						36.56	-27.43	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						35.54	-28.00	1.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						114.93	-28.14	4.48
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						218.45	-35.78	-0.70
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						226.73	-28.96	3.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						114.24	-28.66	3.86
<input type="checkbox"/>		Нагр	53	ВН ПС Гулик	35								35.66	-28.27	1.88
<input type="checkbox"/>		Нагр	54	НН ПС Гулик	10	2.2	0.8						10.48	-30.50	4.82
<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ВН ПС Салют	35								34.74	-28.87	-0.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН ПС Салют	10	10.2	3.9						9.71	-30.64	-2.88
<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Отп на Гулик	35								35.68	-28.26	1.96
<input type="checkbox"/>		Нагр	58	Отп на Гулик	35								35.68	-28.26	1.96

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.10 – Ветви в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформатора на подстанции Гулик

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			877	-122	2,197	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	74	585	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	19	237	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	1	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	19	237	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	1	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			486	-182	572	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.458	3	1	487	-115	570	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-136	-13	339	49.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-138	-13	343	49.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4				-116	-10	289	41.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3				-120	-10	299	43.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	54	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	54	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	54	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	54	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-6	31	48.8
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-5	172	45.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		49	3.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-6	31	48.8
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-5	172	45.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		49	3.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1								-6	1		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2											
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2	-1	39	7.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2	-1	39	7.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1				-20	-3	51	7.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1				-18	-3	44	6.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-3	47	47.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-16	-1	259	42.6
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		224	6.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-3	47	47.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-16	-1	259	42.6
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		224	6.4
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС											
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	31	19.8
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	31	19.8
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-4		68	13.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-4		68	13.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	105	39.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	105	39.6

Продолжение таблицы Д.10

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анн	БД_анн	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	77.8
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.2
		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-1	-1	22	6.7
		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53						-1		19	7.2
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.9
		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	96	77.8
		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.2
		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.9
		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-680	73	753	109.2
		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-684	69	757	109.7
		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-149	-12	371	53.8
		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.3
		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	78	15.3
		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	76	17.0
		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	76	17.0
		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС								1			
		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	161	31.6
		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	161	31.6
		Выкл	46	47	На ПС Электрокотельн											
		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								7	3.9
		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На П	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-191	-29	480	57.4
		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	425	61.6
		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.8
		ЛЭП	17	57	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-6	-3	112	34.1
		ЛЭП	19	58	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-6	-3	112	34.1
		ЛЭП	57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48						-1		20	9.3
		ЛЭП	58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48						-1		20	9.3
		ЛЭП	57	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-5	-2	93	35.0
		ЛЭП	58	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-5	-2	93	35.0
		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.300						
		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.300			-2	-1	39	59.1
		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-5	-2	93	37.3
		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-5	-2	93	37.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПК RastrWin3

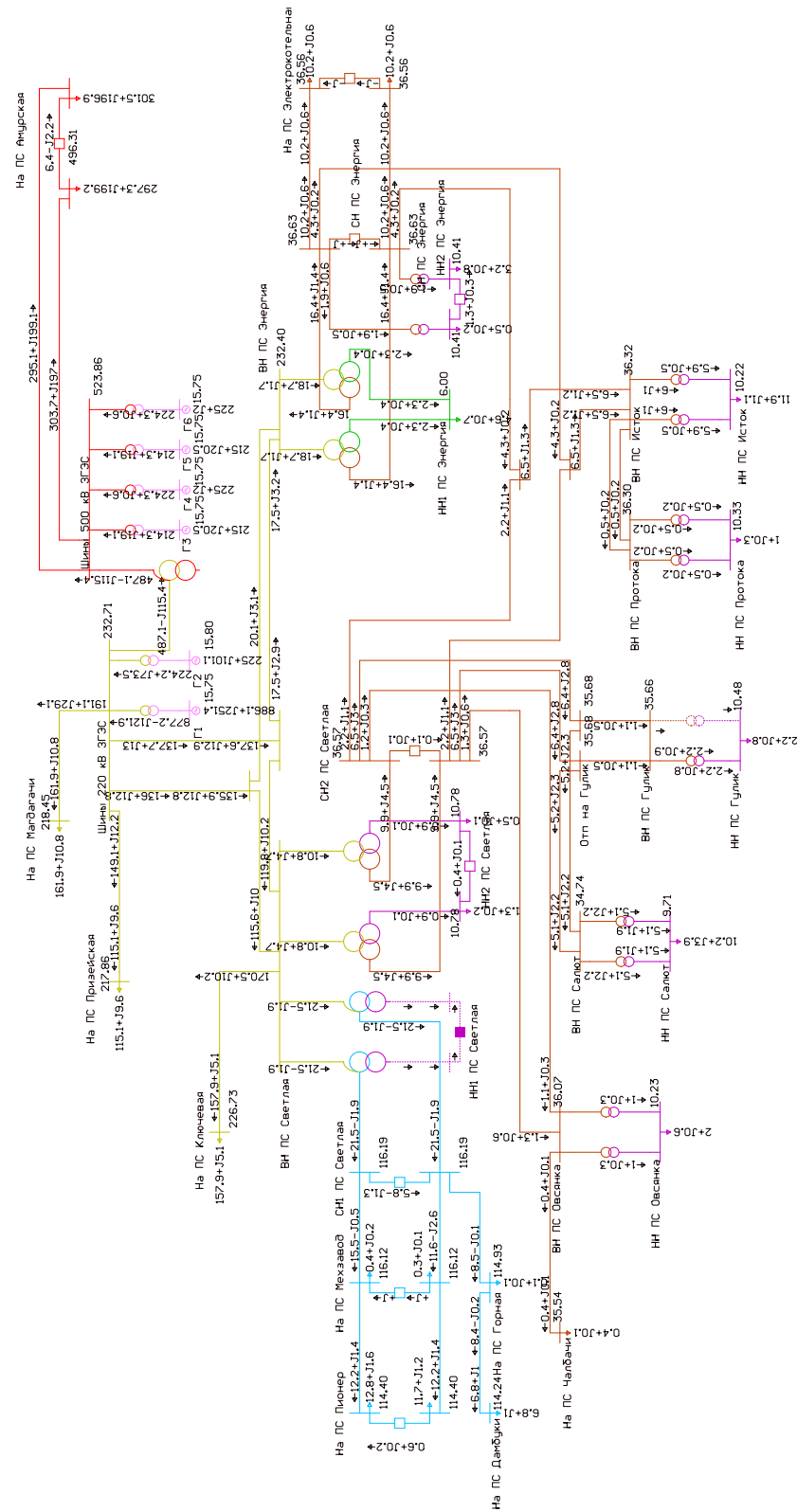


Рисунок Д.3 – Графика в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформатора на подстанции Гулик

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.11 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформатора на подстанции Гулик

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	339	339	690.0	49.1
9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	343	343	690.0	49.7
10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	289	289	690.0	41.9
100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	299	299	690.0	43.4
17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	39	39	510.0	7.7
19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	39	39	510.0	7.7
10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	50	51	690.0	7.3
100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	44	44	690.0	6.4
26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	68	68	510.0	13.3
28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	68	68	510.0	13.3
32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	105	105	265.0	39.6
200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	105	105	265.0	39.6
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	22	22	330.0	6.7
19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	19	19	265.0	7.2
7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	753	414	690.0	109.2
7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	757	421	690.0	109.7
9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	371	306	690.0	53.8
13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	78	77	510.0	15.3
15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	78	77	510.0	15.3
42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	76	62	445.0	17.0
43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	76	62	445.0	17.0
26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	161	161	510.0	31.6
28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	161	161	510.0	31.6
37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	7	7	175.0	3.9
15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	59	43	390.0	15.2
9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	480	429	835.0	57.4
11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	425	402	690.0	61.6
49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	42	35	390.0	10.8
17	57	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	112	112	330.0	34.1
19	58	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	112	112	330.0	34.1
57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	20	20	210.0	9.3
58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	20	20	210.0	9.3
57	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	93	93	265.0	35.0
58	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	93	93	265.0	35.0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.12 – Токовая нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении трансформатора на подстанции Гулик

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Идоп_25_ДДТН	I/I_dop
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	96	337	124.0	77.8
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	96	337	124.0	77.8
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	39	129	66.1	59.1
11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	31	30	62.8	48.8
11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	31	30	62.8	48.8
24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	47	47	100.5	47.1
24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	47	47	100.5	47.1
16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	28	172	380.0	45.3
18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	28	172	380.0	45.3
25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	41	259	608.5	42.6
27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	41	259	608.5	42.6
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	93	325	249.0	37.3
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	93	325	249.0	37.3
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	59	66.1	25.9
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	59	66.1	25.9
28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	31	106	156.2	19.8
26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	31	106	156.2	19.8
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.2
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.2
25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	6	224	3,503.2	6.4
27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	6	224	3,503.2	6.4
16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	2	49	1,315.0	3.7
18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	2	49	1,315.0	3.7
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик			66.1	

Таблица Д.13 – Потери активной мощности, режим максимальных нагрузок при отключении трансформатора на подстанции Гулик

Np-n	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		0.57	0.53	0.49	0.04	0.04		0.04	

Таблица Д.14 – Потери реактивной мощности, режим максимальных нагрузок при отключении трансформатора на подстанции Гулик

Np-n	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	XX_тр-р	
1		1.27	1.07	0.59	0.48	0.20		0.20	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.15 – Узлы в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			887.7	227.7				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	78.4	15.8	-112.5	112.5	15.80	-17.72	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	31.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.97	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	12.6	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.95	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	31.0	15.8	-107.5	107.5	15.75	-29.97	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	12.6	15.8	-112.5	112.5	15.75	-29.95	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								523.83	-30.01	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								502.30	-23.50	0.46
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								235.11	-23.49	6.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.83	-23.70	6.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.39	-24.04	6.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								234.98	-26.39	6.81
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.42	-26.39	6.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								234.98	-26.39	6.81
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.42	-26.39	6.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								229.08	-27.22	4.13
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								37.13	-27.20	6.09
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								229.08	-27.22	4.13
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								37.13	-27.20	6.09
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	20	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	21	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	1.3	0.2						10.95	-27.37	4.28
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.5	0.1						10.95	-27.37	4.28
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								234.80	-23.71	6.73
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								232.10	-26.99	5.50
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								37.25	-26.98	6.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								232.10	-26.99	5.50
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								37.25	-26.98	6.44
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	4.6	0.7						6.05	-27.29	0.78
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	10	0.5	0.2						10.59	-27.81	5.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	10	3.2	0.8						10.59	-27.81	5.87
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								37.12	-27.24	6.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.90	-27.48	5.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	11.9	1.1						10.39	-31.15	3.92
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.88	-27.49	5.38
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	10	1.0	0.3						10.50	-27.97	5.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.64	-27.63	4.67
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	10	2.0	0.6						10.39	-28.58	3.89
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.83	-23.70	6.74
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								37.12	-27.24	6.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	301.5	196.9						496.27	-41.69	-0.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	297.3	199.2						496.27	-41.69	-0.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						220.60	-35.00	0.27
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.4	0.2						117.36	-26.48	6.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.3	0.1						117.36	-26.48	6.69
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	12.8	1.6						115.66	-28.15	5.15
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	11.7	1.2						115.66	-28.15	5.15
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						37.19	-27.20	6.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электростанция	35	10.2	0.6						37.19	-27.20	6.25
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.4	0.1						36.12	-27.73	3.19
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						116.18	-27.88	5.62
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	161.9	10.8						221.18	-35.33	0.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	157.9	5.1						229.23	-28.66	4.20
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	6.9	1.0						115.51	-28.39	5.00
<input type="checkbox"/>		Нагр	53	ВН ПС Гулик	35								35.21	-28.84	0.61
<input type="checkbox"/>		Нагр	54	НН ПС Гулик	10	2.2	0.8						10.11	-29.97	1.09
<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ВН ПС Салют	35								34.59	-30.10	-1.17
<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН ПС Салют	10	10.2	3.9						9.78	-32.03	-2.22
<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Отп на Гулик	35								35.27	-28.82	0.77
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	58	Отп на Гулик	35									-28.25	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.16 – Ветви в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			879	-142	2,186	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	53	565	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	30	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	11	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	30	238	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	11	247	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			486	-224	590	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.468	4	1	487	-154	587	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-136	-13	337	48.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-138	-13	341	49.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4				-116	-9	286	41.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3				-120	-9	297	43.0
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-22	1	53	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-22	2	53	
<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-5	30	47.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-4	166	43.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		48	3.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-11	-5	30	47.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.162	3	3	-10	-4	166	43.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		48	3.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1								-6	1		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2								-7	-3		
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2		32	6.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-2		32	6.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1				-20	-4	51	7.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1				-18	-4	45	6.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-4	48	47.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.161	2	4	-17	-2	260	42.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		222	6.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-19	-4	48	47.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.161	2	4	-17	-2	260	42.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		222	6.3
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС											
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	30	19.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-2	-1	30	19.5
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-5	-1	73	14.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-5	-1	73	14.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	103	39.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-7	-1	103	39.0

Продолжение таблицы Д.16

O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	D_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	95	76.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69						-1		9	3.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-1	-1	22	6.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53						-1		19	7.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-6	-1	95	76.6
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		9	13.0
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		17	25.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-680	73	753	109.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-684	69	757	109.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	368	53.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-16	1	77	15.2
<input type="checkbox"/>		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-15	1	75	16.9
<input type="checkbox"/>		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС								1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	159	31.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-10	-1	159	31.1
<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47	На ПС Электрокотельн											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								7	3.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На П	18.92	32.45	-202.2	223.0				-12	3	59	15.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-191	-28	475	56.9
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС	6.08	26.60	-163.7	180.4				-171	-10	421	61.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-8		42	10.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	57	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-13	-7	233	70.7
<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	19	58	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25									
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48						-2	-1	39	18.8
<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48									
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	57	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-11	-5	194	73.2
<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	58	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49									
<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.290	2	7	-1		20	29.9
<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.290	2	7	-1		20	29.9
<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.299	4	8	-5	-2	97	38.9
<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.299	4	8	-5	-2	97	38.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ППК RastrWin3

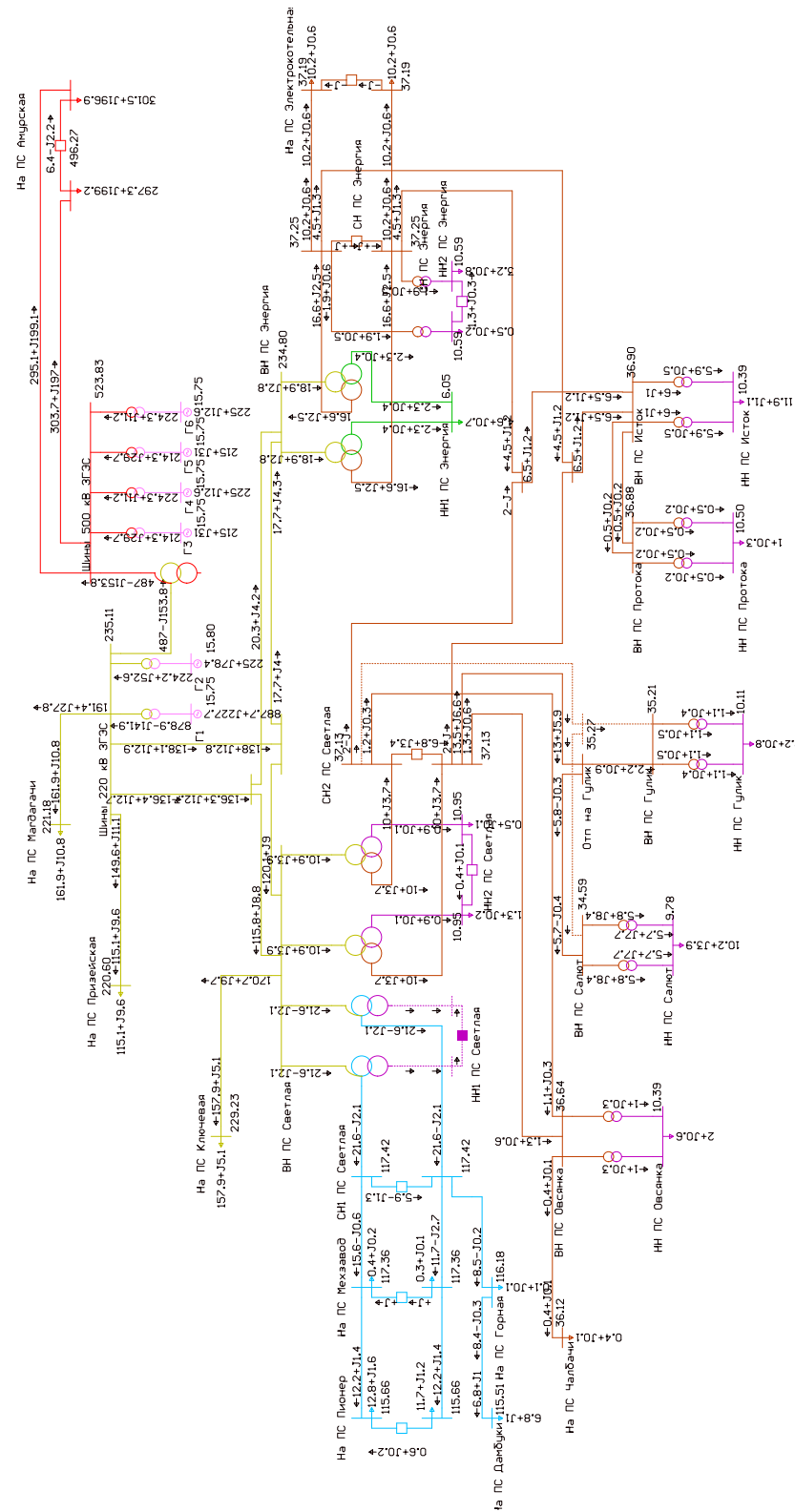


Рисунок Д.4 – Графика в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.17 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	336	337	690.0	48.8
9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	341	341	690.0	49.4
10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	286	286	690.0	41.5
100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	297	297	690.0	43.0
17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	32	32	510.0	6.2
19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	32	32	510.0	6.2
10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	51	51	690.0	7.4
100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	45	45	690.0	6.5
26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	73	73	510.0	14.2
28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	73	73	510.0	14.2
32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	103	103	265.0	39.0
200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	103	103	265.0	39.0
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	9	9	265.0	3.3
17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	22	22	330.0	6.6
19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	19	19	265.0	7.1
7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	753	414	690.0	109.2
7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	757	421	690.0	109.7
9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	368	302	690.0	53.4
13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	77	77	510.0	15.2
15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	77	77	510.0	15.2
42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	75	62	445.0	16.9
43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	75	62	445.0	16.9
26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	159	159	510.0	31.1
28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	159	159	510.0	31.1
37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	7	7	175.0	3.9
15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	59	42	390.0	15.2
9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	475	424	835.0	56.9
11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	421	398	690.0	61.0
49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	42	35	390.0	10.7
17	57	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	233	233	330.0	70.7
19	58	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик			330.0	
57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	39	39	210.0	18.8
58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик			210.0	
57	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	194	194	265.0	73.2
58	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют			265.0	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.18 – Токовая нагрузка трансформаторов в послеаварийном режиме при максимальных нагрузках при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_доп
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	95	331	124.0	76.6
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	95	331	124.0	76.6
24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	48	48	100.5	47.7
24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	48	48	100.5	47.7
11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	30	29	62.8	47.1
11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	30	29	62.8	47.1
16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	27	166	380.0	43.7
18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	27	166	380.0	43.7
27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	42	260	608.5	42.7
25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	42	260	608.5	42.7
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	97	322	249.0	38.9
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	97	322	249.0	38.9
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	20	67	66.1	29.9
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	20	67	66.1	29.9
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	58	66.1	25.5
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	17	58	66.1	25.5
28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	30	105	156.2	19.5
26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	30	105	156.2	19.5
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.0
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	9	29	66.1	13.0
27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	6	222	3,503.2	6.3
25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	6	222	3,503.2	6.3
18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	2	48	1,315.0	3.7
16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	2	48	1,315.0	3.7

Таблица Д.19 – Потери активной мощности, режим максимальных нагрузок при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

Np-n	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		1.12	1.07	1.04	0.03	0.04		0.04	

Таблица Д.20 – Потери реактивной мощности, режим максимальных нагрузок при отключении одной из линий, питающая ПС Салют

Np-n	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭПQ_XX_тр-р		
1		1.93	1.70	1.24	0.46	0.22		0.22	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.21 – Узлы в нормальном режиме при минимальных нагрузках

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
<input type="checkbox"/>		База	1	Г1	16			638.7	148.7				15.75		
<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г2	16			225.0	83.8	15.8	-112.5	112.5	15.80	-10.94	0.32
<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г3	16			215.0	-60.4	15.8	-107.5	107.5	15.75	-21.21	
<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г4	16			225.0	-78.9	15.8	-112.5	112.5	15.75	-21.20	
<input type="checkbox"/>		Ген	5	Г5	16			215.0	-60.4	15.8	-107.5	107.5	15.75	-21.21	
<input type="checkbox"/>		Ген	6	Г6	16			225.0	-78.9	15.8	-112.5	112.5	15.75	-21.20	
<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Шины 500 кВ ЗГЭС	500								524.08	-21.31	4.82
<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Нейтраль	500								521.81	-16.72	4.36
<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Шины 220 кВ ЗГЭС	220								234.54	-16.71	6.61
<input type="checkbox"/>		Нагр	10	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.38	-16.87	6.53
<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН ПС Светлая	220								234.12	-17.14	6.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	12	Нейтраль 1	220								235.21	-19.03	6.91
<input type="checkbox"/>		Нагр	13	СН1 ПС Светлая	110								117.55	-19.04	6.86
<input type="checkbox"/>		Нагр	14	Нейтраль 2	220								235.21	-19.03	6.91
<input type="checkbox"/>		Нагр	15	СН1 ПС Светлая	110								117.55	-19.04	6.86
<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Нейтраль 3	220								232.43	-18.92	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	17	СН2 ПС Светлая	35								36.96	-18.91	5.59
<input type="checkbox"/>		Нагр	18	Нейтраль 4	220								232.43	-18.92	5.65
<input type="checkbox"/>		Нагр	19	СН2 ПС Светлая	35								36.96	-18.91	5.59
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	20	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	21	НН1 ПС Светлая	10									-0.24	
<input type="checkbox"/>		Нагр	22	НН2 ПС Светлая	11	0.8	0.1						11.11	-19.00	5.82
<input type="checkbox"/>		Нагр	23	НН2 ПС Светлая	11	0.3	0.1						11.11	-19.00	5.82
<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ВН ПС Энергия	220								234.35	-16.88	6.52
<input type="checkbox"/>		Нагр	25	Нейтраль 1	220								232.66	-18.94	5.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	26	СН ПС Энергия	35								36.99	-18.93	5.68
<input type="checkbox"/>		Нагр	27	Нейтраль 2	220								232.66	-18.94	5.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	28	СН ПС Энергия	35								36.99	-18.93	5.68
<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НН1 ПС Энергия	6	3.5	0.5						6.06	-19.17	1.06
<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НН2 ПС Энергия	10	0.3	0.1						10.53	-19.55	5.27
<input type="checkbox"/>		Нагр	31	НН2 ПС Энергия	10	2.4	0.6						10.53	-19.55	5.27
<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Отпайка Светлая - Эн	35								36.93	-18.99	5.53
<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ВН ПС Исток	35								36.77	-19.18	5.05
<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НН ПС Исток	10	8.9	0.7						10.40	-21.94	4.04
<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН ПС Протока	35								36.76	-19.18	5.02
<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН ПС Протока	10	0.7	0.3						10.47	-19.51	4.68
<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ВН ПС Овсянка	35								36.68	-19.10	4.80
<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НН ПС Овсянка	10	1.1	0.4						10.43	-19.62	4.32
<input type="checkbox"/>		Нагр	100	Отпайка ЗГЭС - Светл	220								234.37	-16.87	6.53
<input type="checkbox"/>		Нагр	200	Отпайка Светлая - Эн	35								36.93	-18.99	5.53
<input type="checkbox"/>		Нагр	39	На ПС Амурская	500	226.1	147.7						515.22	-31.23	3.04
<input type="checkbox"/>		Нагр	40	На ПС Амурская	500	223.0	149.4						515.22	-31.23	3.04
<input type="checkbox"/>		Нагр	41	На ПС Призейская	220	115.1	9.6						219.95	-28.28	-0.02
<input type="checkbox"/>		Нагр	42	На ПС Мехзавод	110	0.2	0.1						117.51	-19.12	6.83
<input type="checkbox"/>		Нагр	43	На ПС Мехзавод	110	0.2	0.1						117.51	-19.12	6.83
<input type="checkbox"/>		Нагр	44	На ПС Пионер	110	9.6	0.9						116.32	-20.42	5.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	45	На ПС Пионер	110	8.8	0.9						116.32	-20.42	5.75
<input type="checkbox"/>		Нагр	46	На ПС Электрокотель	35	7.7	0.4						36.94	-19.10	5.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	47	На ПС Электрокотель	35	7.6	0.4						36.94	-19.10	5.54
<input type="checkbox"/>		Нагр	48	На ПС Чалбачи	35	0.1	0.1						36.52	-19.01	4.33
<input type="checkbox"/>		Нагр	49	На ПС Горная	110	0.2	0.1						116.69	-20.33	6.08
<input type="checkbox"/>		Нагр	50	На ПС Магдагачи	220	121.4	8.1						225.76	-25.66	2.62
<input type="checkbox"/>		Нагр	51	На ПС Ключевая	220	118.4	3.8						230.50	-20.62	4.77
<input type="checkbox"/>		Нагр	52	На ПС Дамбуки	110	5.2	0.7						116.20	-20.74	5.63
<input type="checkbox"/>		Нагр	53	ВН ПС Гулик	35								36.76	-19.05	5.01
<input type="checkbox"/>		Нагр	54	НН ПС Гулик	10	0.5	0.2						10.48	-19.26	4.81
<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ВН ПС Салют	35								36.56	-19.14	4.45
<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН ПС Салют	10	2.1	1.0						10.34	-19.47	3.42
<input type="checkbox"/>		Нагр	57	Отп на Гулик	35								36.76	-19.05	5.03
<input type="checkbox"/>		Нагр	58	Отп на Гулик	35								36.76	-19.05	5.03

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.22 – Ветви в нормальном режиме при минимальных нагрузках

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	1	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г1	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			634	-41	1,564	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	2	Шины 220 кВ ЗГЭС - Г2	0.60	25.70	19.2	4.1	0.065			224	58	570	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	3	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	-62	246	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	4	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	-80	262	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			214	-62	246	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	6	Шины 500 кВ ЗГЭС - Г	2.65	1.43	4.1	0.9	0.030			224	-80	262	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	0.58	61.10	24.2	1.5	1.000			358	-44	397	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	9	Нейтраль - Шины 220	0.39				0.449	2	1	358	-8	397	
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-100	-3	247	35.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - От	0.34	1.50	-9.2	0.2				-102	-3	250	36.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.67	2.94	-18.1	0.4				-87		215	31.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	11	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.64	2.81	-17.3	0.3				-90		223	32.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	12	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-18	2	44	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	13	Нейтраль 1 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-17	3	44	
<input type="checkbox"/>	✗	Тр-р	12	20	Нейтраль 1 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	14	ВН ПС Светлая - Нейтр	1.40	104.00	6.0	0.9	1.000			-18	2	44	
<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15	Нейтраль 2 - СН1 ПС С	1.40				0.500	1	2	-17	3	44	
<input type="checkbox"/>	✗	Тр-р	14	21	Нейтраль 2 - НН1 ПС С	2.80	195.60			0.048						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	16	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-6	-2	16	25.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС С	5.70				0.159	1	3	-6	-1	89	23.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		29	2.2
<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	18	ВН ПС Светлая - Нейтр	5.70	275.00	5.7	1.0	1.000			-6	-2	16	25.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС С	5.70				0.159	1	3	-6	-1	89	23.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС С	5.70	148.00			0.048			-1		29	2.2
<input type="checkbox"/>		Выкл	13	15	СН1 ПС Светлая - СН1								-5	2		
<input type="checkbox"/>		Выкл	19	17	СН2 ПС Светлая - СН2											
<input type="checkbox"/>	✗	Выкл	20	21	НН1 ПС Светлая - НН1											
<input type="checkbox"/>		Выкл	22	23	НН2 ПС Светлая - НН2											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	32	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-4		58	11.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	200	СН2 ПС Светлая - Отп	0.21	0.54						-4		58	11.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.93	-5.7	0.1				-13	-3	33	4.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	100	24	Отпайка ЗГЭС - Светла	0.21	0.92	-5.6	0.1				-11	-3	28	4.1
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	25	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-12	-3	30	30.2
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-10	-2	161	26.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		166	4.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	27	ВН ПС Энергия - Нейтр	3.60	165.00	8.3	1.0	1.000			-12	-3	30	30.2
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Эн	3.60				0.159	1	4	-10	-2	161	26.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Э	3.60	125.00			0.026			-2		166	4.7
<input type="checkbox"/>		Выкл	26	28	СН ПС Энергия - СН ПС											
<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	30	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-1		22	14.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31	СН ПС Энергия - НН2 П	0.96	11.10	54.0	9.8	0.286	1	5	-1		22	14.3
<input type="checkbox"/>		Выкл	30	31	НН2 ПС Энергия - НН2								-1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	32	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-1	-1	22	4.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	200	СН ПС Энергия - Отпай	0.63	1.61						-1	-1	22	4.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-5	-1	77	29.2
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	200	33	Отпайка Светлая - Эне	1.07	1.08						-5	-1	77	29.2

Продолжение таблицы Д.22

О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	Д_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-4	-1	71	68.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69								6	2.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС П	0.68	0.69								6	2.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			6	9.7
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	37	СН2 ПС Светлая - ВН	8.87	12.21						-1		12	3.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	37	СН2 ПС Светлая - ВН	12.41	12.53						-1		10	3.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		10	14.6
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	34	ВН ПС Исток - НН ПС И	1.40	14.60	46.3	7.5	0.286	1	6	-4	-1	71	68.5
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	36	ВН ПС Протока - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			6	9.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7	-1		10	14.6
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.29	112.07	-1,435.2	1,434.4				-616	166	702	101.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - Н	12.13	110.58	-1,416.1	1,415.4				-619	162	705	102.1
<input type="checkbox"/>		Выкл	39	40	На ПС Амурская - На П								6	-2		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	18.35	80.31	-494.2	544.8				-150	-11	369	53.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	42	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-12	1	61	12.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	43	СН1 ПС Светлая - На П	0.57	1.45	-9.6	10.7				-12	1	61	12.1
<input type="checkbox"/>		Выкл	42	43	На ПС Мехзавод - На П											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	42	44	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-12	1	60	13.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	45	На ПС Мехзавод - На П	13.68	29.02	-186.6	205.6				-12	1	60	13.5
<input type="checkbox"/>		Выкл	44	45	На ПС Пионер - На ПС											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	46	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-8		119	23.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	47	СН ПС Энергия - На ПС	0.21	0.54						-8		119	23.4
<input type="checkbox"/>		Выкл	46	47	На ПС Электростанция											
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС	40.31	19.27								2	1.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	49	СН1 ПС Светлая - На П	18.92	32.45	-202.2	223.0				-10	3	52	13.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На	11.06	61.91	-398.0	437.8				-148	-8	366	43.8
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	51	ВН ПС Светлая - На ПС	6.08	26.60	-163.7	180.4				-130	-3	320	46.4
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	49	52	На ПС Горная - На ПС	9.46	16.23	-101.1	111.5				-7	1	33	8.5
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	57	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-1	-1	24	7.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	58	СН2 ПС Светлая - Отп	3.09	4.25						-1	-1	24	7.1
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48								4	2.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Г	0.72	0.48								4	2.0
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	57	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-1	-1	19	7.3
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	58	55	Отп на Гулик - ВН ПС С	4.45	4.49						-1	-1	19	7.3
<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			4	6.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Г	2.60	23.00	32.7	5.5	0.286	1	7			4	6.4
<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-1	-1	19	7.7
<input type="checkbox"/>		Тр-р	55	56	ВН ПС Салют - НН ПС С	0.52	7.40	64.8	14.2	0.284			-1	-1	19	7.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов проектируемой сети в ППК RastrWin3

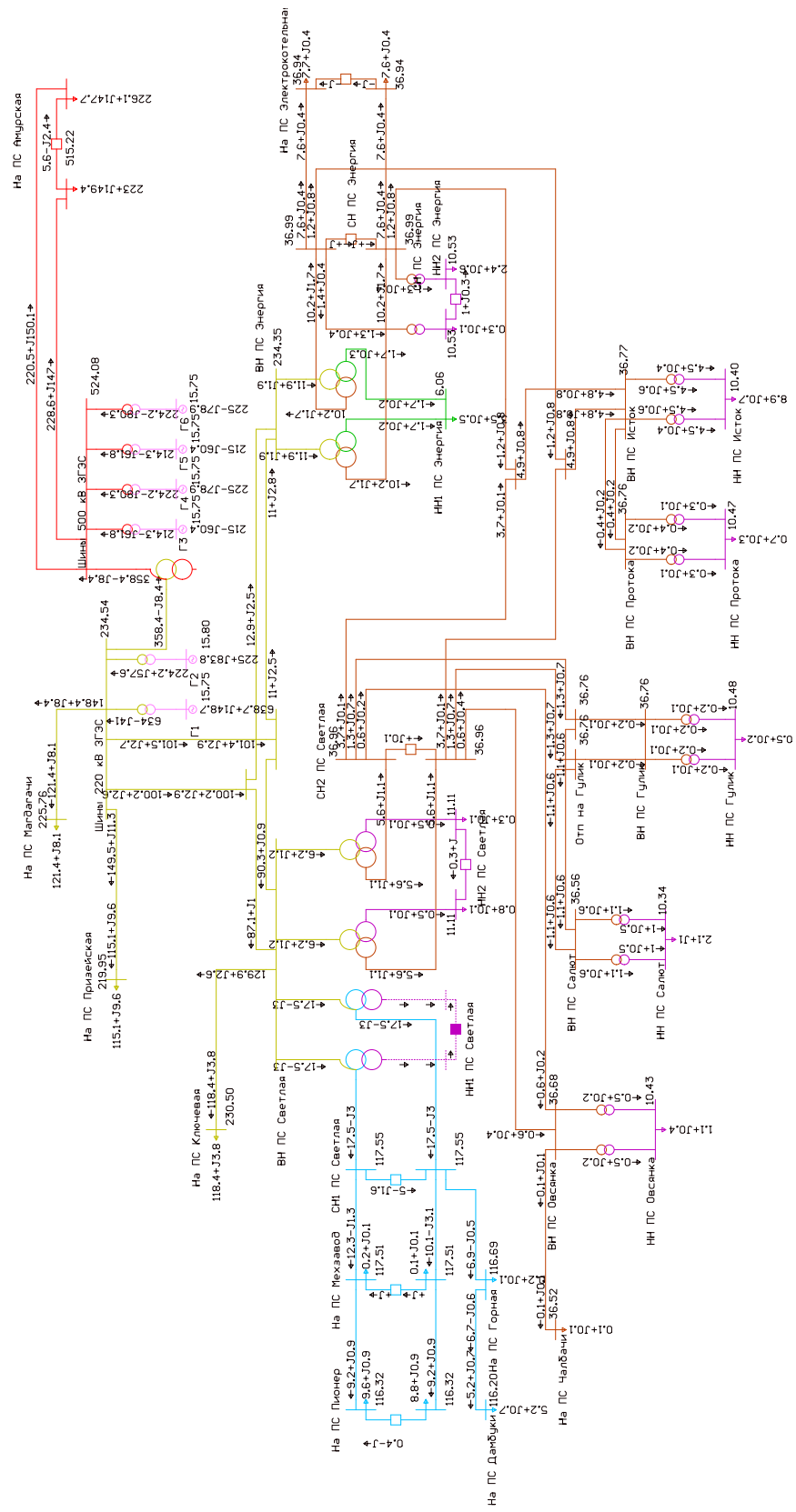


Рисунок Д.5 – Графика в нормальном режиме при минимальных нагрузках

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.23 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме при минимальных нагрузках

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
9	10	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	247	247	690.0	35.8
9	100	Шины 220 кВ ЗГЭС - Отпайка ЗГЭС - Свет	250	250	690.0	36.2
10	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	215	215	690.0	31.1
100	11	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Светлая	223	223	690.0	32.3
17	32	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	58	58	510.0	11.3
19	200	СН2 ПС Светлая - Отпайка Светлая - Эне	58	58	510.0	11.3
10	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	32	33	690.0	4.7
100	24	Отпайка ЗГЭС - Светлая - ВН ПС Энергия	28	28	690.0	4.1
26	32	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	22	22	510.0	4.4
28	200	СН ПС Энергия - Отпайка Светлая - Энерг	22	22	510.0	4.4
32	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	77	77	265.0	29.2
200	33	Отпайка Светлая - Энергия - ВН ПС Исто	77	77	265.0	29.2
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	6	6	265.0	2.4
33	35	ВН ПС Исток - ВН ПС Протока	6	6	265.0	2.4
17	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	12	12	330.0	3.5
19	37	СН2 ПС Светлая - ВН ПС Овсянка	10	10	265.0	3.7
7	39	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	702	299	690.0	101.8
7	40	Шины 500 кВ ЗГЭС - На ПС Амурская	705	305	690.0	102.1
9	41	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Призейская	369	303	690.0	53.5
13	42	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	61	61	510.0	12.1
15	43	СН1 ПС Светлая - На ПС Мехзавод	61	61	510.0	12.1
42	44	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	60	46	445.0	13.5
43	45	На ПС Мехзавод - На ПС Пионер	60	46	445.0	13.5
26	46	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	119	119	510.0	23.4
28	47	СН ПС Энергия - На ПС Электростанция	119	119	510.0	23.4
37	48	ВН ПС Овсянка - На ПС Чалбачи	2	2	175.0	1.3
15	49	СН1 ПС Светлая - На ПС Горная	52	34	390.0	13.3
9	50	Шины 220 кВ ЗГЭС - На ПС Магдагачи	366	311	835.0	43.8
11	51	ВН ПС Светлая - На ПС Ключевая	320	297	690.0	46.4
49	52	На ПС Горная - На ПС Дамбуки	33	26	390.0	8.5
17	57	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	24	24	330.0	7.1
19	58	СН2 ПС Светлая - Отп на Гулик	24	24	330.0	7.1
57	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	4	4	210.0	2.0
58	53	Отп на Гулик - ВН ПС Гулик	4	4	210.0	2.0
57	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	19	19	265.0	7.3
58	55	Отп на Гулик - ВН ПС Салют	19	19	265.0	7.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Расчёт режимов проектируемой сети в ПВК RastrWin3

Таблица Д.24 – Токовая загрузка трансформаторов в нормальном режиме при минимальных нагрузках

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Iдоп_25_ДДТН	I/I_dop
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	71	248	104.0	68.5
33	34	ВН ПС Исток - НН ПС Исток	71	248	104.0	68.5
24	27	ВН ПС Энергия - Нейтраль 2	30	30	100.5	30.2
24	25	ВН ПС Энергия - Нейтраль 1	30	30	100.5	30.2
25	26	Нейтраль 1 - СН ПС Энергия	26	161	608.5	26.5
27	28	Нейтраль 2 - СН ПС Энергия	26	161	608.5	26.5
11	18	ВН ПС Светлая - Нейтраль 4	16	16	62.8	25.3
11	16	ВН ПС Светлая - Нейтраль 3	16	16	62.8	25.3
18	19	Нейтраль 4 - СН2 ПС Светлая	14	89	380.0	23.5
16	17	Нейтраль 3 - СН2 ПС Светлая	14	89	380.0	23.5
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	10	32	66.1	14.6
37	38	ВН ПС Овсянка - НН ПС Овсянка	10	32	66.1	14.6
28	31	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	22	76	156.2	14.3
26	30	СН ПС Энергия - НН2 ПС Энергия	22	76	156.2	14.3
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	6	21	66.1	9.7
35	36	ВН ПС Протока - НН ПС Протока	6	21	66.1	9.7
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	19	65	249.0	7.7
55	56	ВН ПС Салют - НН ПС Салют	19	65	249.0	7.7
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	4	13	66.1	6.4
53	54	ВН ПС Гулик - НН ПС Гулик	4	13	66.1	6.4
25	29	Нейтраль 1 - НН1 ПС Энергия	4	166	3,503.2	4.7
27	29	Нейтраль 2 - НН1 ПС Энергия	4	166	3,503.2	4.7
18	23	Нейтраль 4 - НН2 ПС Светлая	1	29	1,315.0	2.2
16	22	Нейтраль 3 - НН2 ПС Светлая	1	29	1,315.0	2.2

Таблица Д.25 – Потери активной мощности, режим минимальных нагрузок

Np-n	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		0.09	0.03	0.03		0.05		0.05	

Таблица Д.26 – Потери реактивной мощности, режим минимальных нагрузок

Np-n	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
	U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	XX_тр-р	
1		0.32	0.06	0.04	0.02	0.26		0.26	

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт привлекательности проекта в Mathcad 14.0

$$K_2 := 193987.3 \text{ тыс. руб} \quad T_{\text{стр}} := 1 \text{ год}$$

$$И_2 := 26055.2 \text{ тыс. руб} \quad T_{\text{ср}} := 20 \text{ лет}$$

$$K_{\text{Год}} := \frac{K_2}{T_{\text{стр}}} = 1.94 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$И_{\text{Год}} := \frac{И_2}{T_{\text{ср}}} = 1.30276 \times 10^3 \text{ тыс. руб}$$

$$P_{\text{макс}} := 12.4 \text{ МВт} \quad T_{\text{макс}} := 2920 \text{ часов}$$

$$P_{\text{мин}} := 3 \text{ МВт} \quad T_{\text{мин}} := 5840 \text{ часов}$$

$$T_{\text{эл}} := 3.2 \text{ тыс руб./МВт}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} + P_{\text{мин}} \cdot T_{\text{мин}} = 5.3728 \times 10^4 \text{ МВт}$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot T_{\text{эл}} = 1.719296 \times 10^5 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_1 := -K_{\text{Год}} - И_{\text{Год}} = -1.953 \times 10^5$$

$$Z_2 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-2} = 1.497 \times 10^5$$

$$Z_3 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-3} = 1.313 \times 10^5$$

$$Z_4 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-4} = 1.152 \times 10^5$$

$$Z_5 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-5} = 1.01 \times 10^5$$

$$Z_6 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-6} = 8.862 \times 10^4$$

$$Z_7 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-7} = 7.774 \times 10^4$$

$$Z_8 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-8} = 6.819 \times 10^4$$

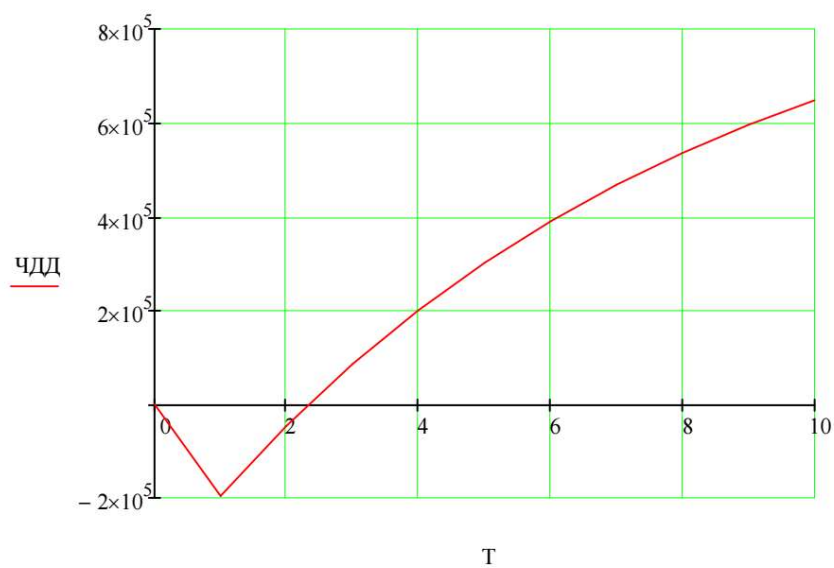
$$Z_9 := (D - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-9} = 5.981 \times 10^4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт привлекательности проекта в Mathcad 14.0

$$z_{10} := (D - I_{\text{год}}) \cdot (1 + 0.14)^{1-10} = 5.247 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{\text{т}} := \begin{pmatrix} 0 \\ z_1 \\ z_2 \\ z_3 \\ z_4 \\ z_5 \\ z_6 \\ z_7 \\ z_8 \\ z_9 \\ z_{10} \end{pmatrix} \quad T := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \end{pmatrix}$$



$$\text{CHDD} := z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 + z_6 + z_7 + z_8 + z_9 + z_{10} = 6.4869374 \times 10^5$$

$$\underline{\underline{\text{CHDD}}} := \frac{\text{CHDD}}{1000} = 648.694 \text{ млн. руб.}$$