

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: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ
Благовещенского района в связи с реконструкцией подстанции Волково

Исполнитель

студент группы 142-об2

подпись, дата

Д.Ю. Александров

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Александрова Даниила Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ Благовещенского района в связи с реконструкцией подстанции Волково

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 17.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры нагрузок по подстанциям в Амурской области, схема электрических сетей Амурской области, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование актуальности выбранной темы ВКР, разработка вариантов схем электрической сети и выбор оптимального, выбор оборудования ПС 110 кВ Волково, выбор проводов, расчет токов короткого замыкания, молниезащита и заземление, расчет релейной защиты, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть работы содержит 6 листов формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 01.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан факультате энергетики, профессор, канд. тех. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 01.04.2025

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 158 с., 13 рисунков, 53 таблиц, 148 формул, 31 источник.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, БЛАГОВЕЩЕНСКИЙ РАЙОН, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ,

Целью выпускной квалификационной работы является выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети в связи с реконструкцией ПС 110 кВ Волково.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ существующей электроэнергетической системы Благовещенского района, разработаны варианты реконструкции сети 110 кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей разных категорий с учетом ожидаемого роста нагрузки к 2030 году и выбран наиболее оптимальный вариант на основе технико-экономических показателей. Также в ВКР были рассчитаны токи коротких замыканий, по результатам которых с учетом безопасности и экологичности, было выбрано наиболее подходящее оборудование, устанавливаемое на реконструируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	10
1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	10
1.2. Характеристика электрических сетей района реконструкции.	13
1.3 Расчет и анализ существующих режимов	19
1.3.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов	19
1.3.2 Моделирование существующей электрической сети	19
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	35
2 Прогнозирование электрических нагрузок	37
2.1 Расчет электрических нагрузок	37
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок	41
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	45
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	45
3.2 Выбор номинального напряжения	51
3.3 Компенсация реактивной мощности	51
3.4 Выбор мощности силовых трансформаторов.	52
3.5 Выбор сечений проводников	54
3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов	56
4 Расчет токов короткого замыкания	67
4.1 Параметры схемы замещения	67
5 Выбор и проверка электротехнического оборудования	76
5.1 Выбор и проверка выключателей на ОРУ-110 кв	76
5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ	79
5.3 Выбор и проверка разъединителей на ОРУ-110 кв	81
5.4 Выбор трансформаторов тока	82
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	86
5.6 Выбор жестких шин	87

5.7 Выбор гибких шин	90
5.7.1 Выбор ошиновки на ОРУ-110 кВ	90
5.7.2 Выбор ошиновки на ОРУ-35 кВ	92
5.8 Выбор опорных изоляторов	93
5.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	96
5.10 Выбор высокочастотных заградителей	97
5.11 Выбор ОПН	98
5.12 Выбор аккумуляторных батарей	102
6 Молниезащита и заземление	106
6.1 Расчет заземления	106
6.2 Защита от прямых ударов молнии	110
7 Релейная защита ПС 110 кВ Волково	114
7.1 Защита линий электропередач	115
7.1.1 Дифференциально-фазная защита	115
7.1.2 Ступенчатая защита линий	115
7.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	117
7.2.1 Дифференциальная защита (ДЗТ-1)	118
7.2.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	120
7.3 Максимальная токовая защита	123
7.3.1 Расчет уставок МТЗ-1	123
7.3.2 Расчет уставок МТЗ-2	124
7.4 Защита от перегрузки	125
7.5 Газовая защита трансформаторов	126
8 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	128
8.1 Расчет и анализ максимального режима	128
8.2 Расчет и анализ послеаварийного и ремонтного режимов	134
9 Безопасность и экологичность	139
9.1 Обеспечение безопасности на реконструируемом объекте	139
9.1.1 Опасные производственные факторы на проектируемом объекте	139
9.1.2 Перечень мероприятий, направленных на защиту человека	140
9.1.3 Безопасность при работе с элегазом	144

9.2 Воздействие реконструируемого объекта на оружающую среду	144
9.2.1 Воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта	145
9.2.2 Воздействие трансформаторов на окружающую среду	146
9.2.3 Воздействие на поверхностные воды	147
9.3 Чрезвычайные ситуации	150
9.3.1 Характеристика пожарной опасности на объекте	150
9.3.2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности	151
9.3.3 Устройство противопожарных преград	153
Заключение	154
Библиографический список	155
Приложение А	159
Приложение Б	161
Приложение В	163
Приложение Г	166
Приложение Д	168

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПВК – программно-вычислительный комплекс

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы и сети являются фундаментальной основой современной цивилизации, обеспечивающие бесперебойную подачу электроэнергии во все сферы жизни человека. От состояния электросетей зависит функционирование всех современных промышленных предприятий, медицинских учреждений, бытовых объектов и т. д. Поэтому очень важно поддерживать их стабильную работу.

Именно поэтому в данной выпускной бакалаврской работе будет рассмотрен план реконструкции ПС 110 кВ Волково Благовещенского района, а в связи с этим и реконструкция сетей 110 кВ Благовещенского района.

Актуальность данной темы заключается в том, что на данный момент большинство оборудования на подстанции со временем подверглось значительному износу. На фоне постоянных растущих нагрузок, изношенное оборудование может привести к аварийным перерывам в электроснабжении потребителей, что в последствии приведет к ухудшенному состоянию режимов работы сети, а также к значительному экономическому ущербу.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети в связи с реконструкцией ПС 110 кВ Волково.

Реконструкция подразумевает замену нынешних двух трансформаторов по 10 МВА каждый на более мощные. Это позволит покрывать подстанцией необходимое количество нагрузки в периоды всех сезонов года с поддержанием приемлемого длительно допустимого значения перегрузки. Помимо замены трансформаторов, в работе рассмотрена модернизация ОРУ 110 и 35 кВ, так как в настоящее время они выполнены по нетиповым схемам, что значительно снижает надежность подстанции.

В ходе выполнения поставленной цели были решены следующие задачи:

- обоснование реконструкции сетей и подстанции;
- разработка вариантов реконструкции;

- выбор оборудования на реконструируемой подстанции;
- анализ режимов после реконструкции электрической сети;
- оценка безопасности и экологичности рассматриваемого объекта.

В результате реализации реконструкции ожидается увеличение экономических показателей вследствие улучшения эффективности работы рассматриваемой подстанции, а также значительное увеличение гибкости сетей Благовещенского района и увеличение пропускной способности линий электропередач.

В качестве основных программных средств для выполнения данной выпускной квалификационной работы были использованы: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Microsoft Office Word, MathCad 15, RastrWin 3 и MathType Portable.

1.1. Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Подстанция 110 кВ Волково, планируемая к реконструкции, расположена в селе Волково Благовещенского района Амурской области. По своему географическому расположению она находится в 10 км от левого берега реки Зeya, на автотрассе областного значения Благовещенск – Тамбовка. Расстояние между Благовещенском и селом равняется 18 км. От Волково на юг идёт дорога к селу Грибское и далее к сёлам Передовое и Удобное.

В климатическом отношении Благовещенский район находится под влиянием Азиатского континента и Тихого океана, климат носит муссонный характер, хотя и отличается выраженными чертами континентальности, которое проявляется в резком различии летних и зимних температур воздуха. Муссонный характер же, определяется ветрами, дующими зимой с континента в сторону океана (зимний муссон), а летом с океана на материк (летний муссон). Зима – самый продолжительный сезон года в г. Благовещенске. Она длится с конца октября до конца марта – начало апреля. Зимой устанавливается ясная маловетренная, холодная и морозная погода с небольшим количеством осадков, определяющая незначительный снежный покров и малую абсолютную влажность. Средняя температура воздуха в январе для г. Благовещенска составляет -21,50 С. Наиболее холодными месяцами являются декабрь, январь и февраль, когда абсолютный минимум температуры воздуха достигает -45,0 С. В холодное время года преобладают преимущественно слабые ветра северо-западного и северного направления. Весной происходит смена зимнего муссона на летний: вместо северо-западных все чаще дуют ветры южного направления. Весенние ветра сильно иссушают почву, которая из-за небольшого количества осадков в этот период, оказывается слабо насыщенной влагой. Весной возможны возвраты холодов и резкие перепады температур, обусловленные вторжением

циклонов, а с ними как холодного, так и теплого воздуха. Летние климатические условия в г. Благовещенске начинают проявляться в конце мая – начале июня. Лето умеренно жаркое с большой облачностью и значительным количеством осадков. Первая половина лета обычно теплая, солнечная и иногда излишне сухая. А вторая половина лета нередко бывает чрезмерно влажной. Самый жаркий месяц в г. Благовещенске – июль. Его средняя температура составляет от 17,20С до 37,70С. Осень наступает в начале сентября, когда среднесуточные температуры воздуха переходят через +10,0 С. Осенние погоды формируются под влиянием вторжения холодного и сухого воздуха из континентальных районов. По мере усиления азиатского антициклона устанавливается зимняя циркуляция со сосредоточением циклонических процессов над морями.

Продолжительность солнечного сияния 2266 час в год, в январе – 151 час, в июле – 235 час. Продолжительность безморозного периода 165-175 дней.

Таблица 1 – Климатические условия района

Наименования	Показатели
1	2
Район по ветру	III
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, (мм)	25
Наименьшая температура воздуха, (°С)	-45,0
Среднегодовая температура воздуха, (°С)	1,3
Наибольшая температура воздуха, (°С)	39,4
Число грозových часов в году	от 40 до 60
Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м), (м/с)	1,9
Нормативная глубина промерзания грунтов, (м)	3
Сейсмичность района, (балл)	7
Удельное сопротивление грунта, (Ом·м)	43,62

Рассматриваемый район, общей площадью 3,1 тыс. км², расположен в пределах обширной Зейско-Буреинской аккумулятивной равнины и представляет собой левостороннюю часть долины р. Зея с абсолютными отметками поверхности от 136,0 до 139,0 м. Граничит на севере со

Свободненским, на северо-востоке – с Серышевским, на востоке – с Белогорским, Ивановским и Тамбовским районами, на западе проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой. В орографическом отношении район представлен равниной с общим небольшим уклоном на юго-восток. Значительное пространство площади района, занимают заболоченные земли и болота. Процессы заболачивания широко развиты как на севере, так и на юге района. На севере распространены моховые болота, в южной – осоковые.

Почвообразующими породами на Зейско-Буреинской равнине являются постплиоценовые глины, а местами третичные пески. Глины состоят в основном из алюмосиликатов и гидрослюд. При обильном увлажнении они набухают, образуя плавучую аморфную массу. На остальной территории почвы бурые лесные.

На основе вышеперечисленных климатических условий принимаем для оборудования тип климатического исполнения У1 для оборудования, находящегося вне помещения и У3 для оборудования, находящегося в КРУ.

1.2. Характеристика электрических сетей района реконструкции.

В выбранном мной районе реконструкции присутствует два источника питания – Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

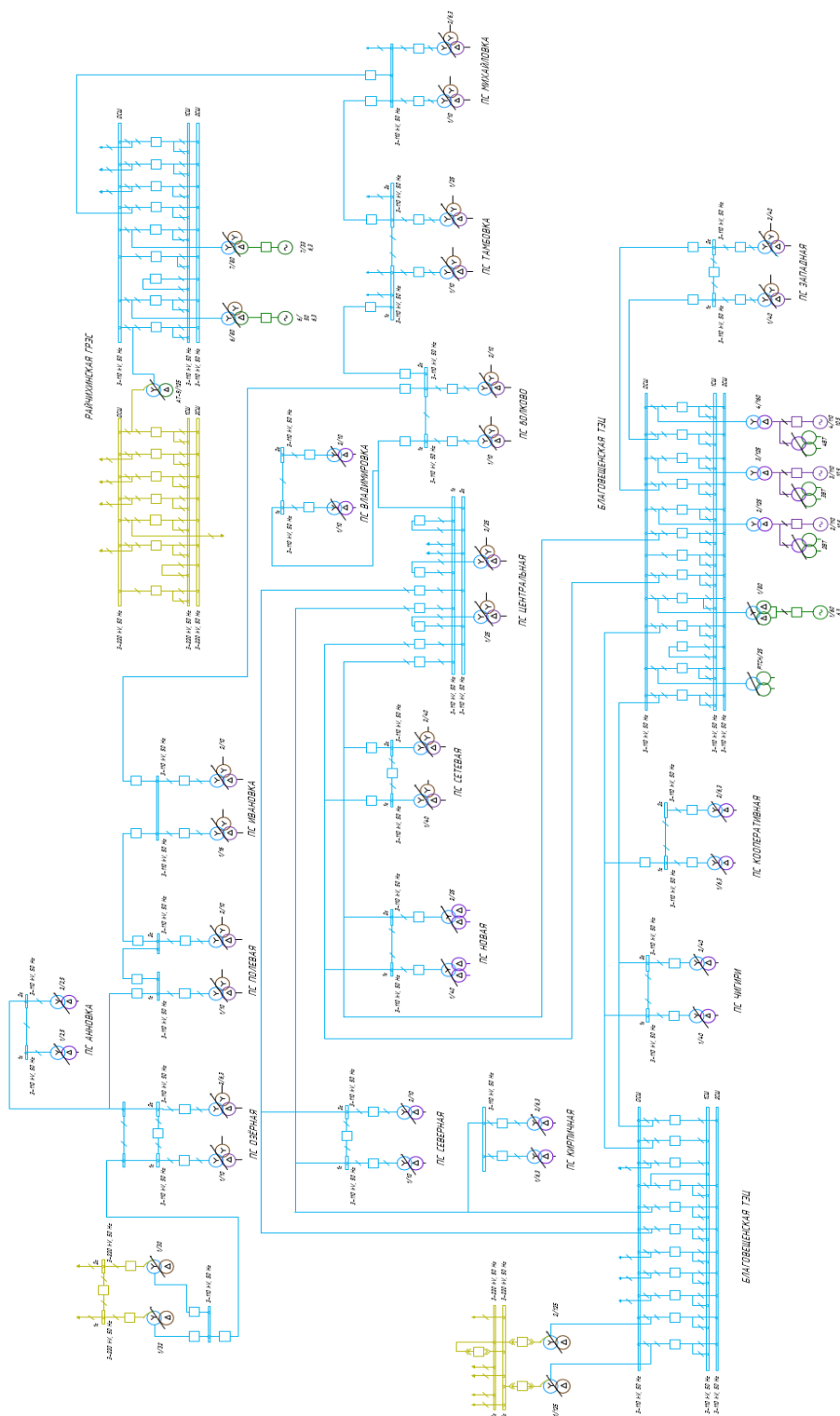


Рисунок 1 – Район реконструкции

В выбранном мной районе реконструкции присутствует два источника питания – Благовещенская ТЭЦ и Райчихинская ГРЭС.

Благовещенская ТЭЦ – тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, расположенная в городе Благовещенск.

Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, а в качестве проектного топлива используется бурый уголь.

В настоящее время установленные электрическая мощность теплоцентрали равна 404 МВт, тепловая – 1005,6 Гкал/час.

Основное оборудование станции включает в себя:

- 1) турбогенератор №1 марки ПТ-60/75-130/13-7 с установленной мощностью 60 МВт;
- 2) турбогенераторы №2 и №3 марки Т-110/120-130-4 с установленной мощностью по 110 МВт;
- 3) турбогенератор №4 марки Т-120/140-12,8-2 с установленной мощностью 124 МВт;
- 4) котлоагрегаты №1, 2, 3 и 4 марки БКЗ-420-140-7;
- 5) котлоагрегат №5 марки Е-420-13,8-560 БТ;
- 6) один двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН 80 МВА 110/10,5 кВ;
- 7) два двухобмоточных трансформатора 125 МВА 110/10,5 кВ;
- 8) один двухобмоточный трансформатор 160 МВА 110/10,5 кВ.

6) два трехобмоточных трансформатора 80 МВА 110/35/6,6 кВ;

7) один автотрансформатор 125 МВА 220/110 кВ.

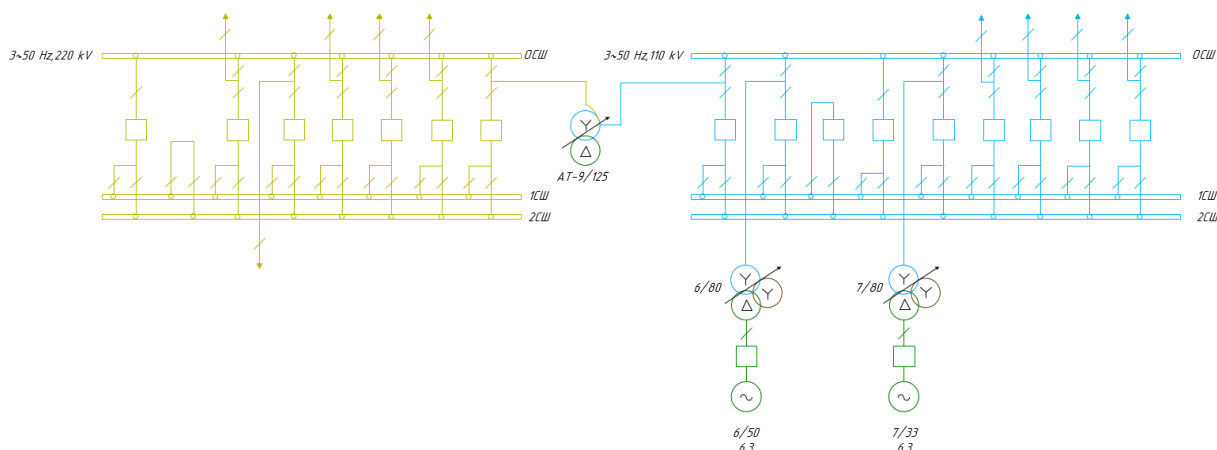


Рисунок – 3 Схема ОРУ 220/110 кВ Райчихинской ГРЭС

Также, как и Благовещенской ТЭЦ ОРУ 220 и 110 кВ Райчихинской ГРЭС выполнены по схеме 13Н.

В рассмотренном участке сети имеются 26 подстанций общей установленной мощностью 1062 МВА.

Таблица 2 – Структурный анализ подстанций

ПС	Принципиальная схема РУ	АТ/СТ	Тип ПС
1	2	3	4
ПС 220 кВ Благовещенская	ОРУ 220 кВ: 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин ОРУ 110 кВ: 12 – одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	АТ-1 = 125 МВА 220/110/35 кВ АТ-2 = 125 МВА 220/110/35 кВ	Узловая
ПС 220 кВ Хвойная	ОРУ 220 кВ: Нетиповая ОРУ 110 кВ: Нетиповая	АТ-1 = 32 МВА 220/110/35 кВ АТ-2 = 30 МВА 220/110/35 кВ	Узловая
ПС 110 кВ Кирпичная	Нетиповая	Т-1 = 6,3 МВА 110-115/11 кВ Т-2 = 6,3 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
ПС 110 кВ Северная	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/11 кВ T-2 = 10 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Чигири	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	T-1 = 40 МВА 110-115/11 кВ T-2 = 40 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Кооперативная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	T-1 = 6,3 МВА 110-115/11 кВ T-2 = 6,3 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Западная	9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 = 40 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 40 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Тупиковая
ПС 110 кВ Новая	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	T-1 = 40 МВА 110-115/11 кВ T-2 = 25 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Сетевая	Нетиповая	T-1 = 40 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 40 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Центральная	9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 = 25 МВА 110-115/38,5 кВ T-2 = 25 МВА 110-115/38,5 кВ	Узловая
ПС 110 кВ Озёрная	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 6,3 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Проходная
ПС 110 кВ Анновка	Нетиповая	T-1 = 2,5 МВА 110/11 кВ T-2 = 2,5 МВА 110/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Полевая	9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Проходная
ПС 110 кВ Ивановка	Нетиповая	T-1 = 16 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 16 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Проходная

1	2	3	4
ПС 110 кВ Волково	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Узловая
ПС 110 кВ Владимировка	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/11 кВ T-2 = 10 МВА 110-115/11 кВ	Ответвительная
ПС 110 кВ Тамбовка	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Проходная
ПС 110 кВ Михайловка	Нетиповая	T-1 = 10 МВА 110-115/38,5/11 кВ T-2 = 6,3 МВА 110-115/38,5/11 кВ	Проходная

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Структурный анализ ЛЭП 220 кВ

Наименование линии	Уном, кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками I цепь	110	АСО-300/39	1,7
		АС-185/24	4,2
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками II цепь	110	АСО-300/39	1,7
		АС-185/24	4,3
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская с отпайкой на ПС Чигири	110	АСО-300/39	9,18
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская с отпайками	110	АСО-300/39	9,18
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайками	110	АС-185/29	6,7
ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайкой на ПС Северная	110	АС-185/29	6,7
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная I цепь	110	АС-240/32	2
ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная II цепь	110	АС-240/32	2
ВЛ 110 кВ Хвойная - Озёрная	110	АС-120/19	36,7
ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	110	АС-120/19	44,2
ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	110	АС-120/19	33
ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка	110	АС-120/19	22,7
ВЛ 110 кВ Волково - Тамбовка	110	АС-185/29	27,1

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	110	АС-120/19	3,02
		АС-185/29	59,7
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	110	АС-120/19	38,6
		АС-185/29	33,4
ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова	110	АС-185/24	20

1.3 Расчет и анализ существующих режимов

1.3.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов

В качестве программы, применяемой для расчета режимов электрической сети, в данной ВКР использовался ПВК RastrWin3, основные модули которого позволяют проводить:

- 1) полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- 3) оптимизацию электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 4) анализ допустимой токовой загрузки линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

1.3.2 Моделирование существующей электрической сети

Для расчета существующей электрической сети в ПВК RastrWin3 необходимо задать параметры сети. Основными из них являются параметры узлов и ветвей.

Исходными данными для задания параметров узлов являются:

- схема нормального зимнего и летнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей за 2024 г.
- контрольные замеры нагрузки на электрических станциях и подстанциях в период зимнего максимума и летнего минимума за 2024 г.

Таблица 4 – Параметры узлов ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	Номер	Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг
1	2	3	4	5	6	7	8
База	1	с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220	0	0	12,077	17,076
Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220	0	0	0	0
Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220	0	0	0	0
Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	3	2,5	0	0
Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	3	2,5	0	0
Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	0	0	0	0
Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	1,3	10,5	0	0
Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	0	0	0	0
Нагр	9	отпайка на ПС Анновка	110	0,3	0,1	0	0
Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	1,2	0,2	0	0
Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	0	0	0	0
Нагр	12	с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110	11	2,2	0	0
Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	0	0	0	0
Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	7,8	1	0	0
Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	19,6	3,2	0	0
Нагр	16	с.ш.110 кВ ПС Михайловка	110	10,2	0,8	0	0
Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	34,3	21,4	0	0
Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110	0	0	0	0
Нагр	19	СН Т6 РГРЭС	35	16,8	6,2	0	0
Ген-	20	ТГ6 РГРЭС	6,3	4,5	3,2	50,000	-4,896
Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110	0	0	0	0
Нагр	22	СН Т7 РГРЭС	35	3,3	2	0	0
Ген-	23	ТГ7 РГРЭС	6,3	0,5	0,3	33,000	-8,587
Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110	0	0	0	0
Нагр	25	СН Т2 ПС Волково	35	5,01	0,95	0	0
Нагр	26	НН Т2 ПС Волково	10,5	3,14	0,34	0	0

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110	0	0	0	0
Нагр	28	СН Т1 ПС Волково	35	0	0	0	0
Нагр	29	НН Т1 ПС Волково	10,5	7,24	1,03	0	0
Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	0	0	0	0
Нагр	31	отпайка на ПС Владимировка	110	7,9	1,6	0	0
Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	0	0	0	0
Нагр	33	1 отпайка на ПС Сетевая	110	0	0	0	0
Нагр	34	2 отпайка на ПС Сетевая	110	0	0	0	0
Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110	0	0	0	0
Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110	0	0	0	0
Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110	19,2	4,7	0	0
Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110	35,4	10	0	0
Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110	8	1,8	0	0
Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110	9,3	2,9	0	0
Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	0	0	0	0
Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	10,5	9,2	7,1	111,460	18,803
Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	10,5	13,6	10,5	102,530	14,992
Ген	44	ТГ 2 БТЭЦ	10,5	13,5	12,9	99,910	9,430
Ген	45	ТГ 1 БТЭЦ	6,3	18,2	13,7	57,100	10,736
Нагр	46	отпайка на ПС Кооперативная	110	7,4	1,4	0	0
Нагр	47	1 отпайка на ПС Чигири	110	7,3	1,3	0	0
Нагр	48	2 отпайка на ПС Чигири	110	15,9	7,5	0	0
Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	83,8	13,9	0	0
База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	0	0	-43,694	69,034
Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220	0	0	0	0
Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220	0	0	0	0
Нагр	53	отпайка на ПС Кирпичная	110	7	1	0	0
Нагр	54	1 отпайка на ПС Северная	110	8,4	1,5	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	55	2 отпайка на ПС Северная	110	12,4	1,7	0	0
База	56	с.ш 220 кВ РГРЭС	220	0	0	-10,387	52,486
Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220	0	0	0,000	0,000

В качестве параметров линий электропередач, используемых программном комплексе использовались параметры схемы замещения линий электропередач напряжением 110 кВ, представленной в виде П-образного соединения.

Схема замещения представляет собой упрощенную модель реальной электрической сети, в которой ЛЭП и трансформаторы заменяются их эквивалентными схемами. В случае линий это могут быть резистивные и индуктивные элементы, а для трансформаторов – полные сопротивления и проводимости с учетом коэффициента трансформации.

Для расчетов параметров схемы замещения линий электропередач, представленная в виде П-образного соединения. Активное и реактивное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \quad (1)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l, \quad (2)$$

где r_0 , x_0 – погонное активное и реактивное сопротивление проводника, Ом/км;

l – длина линии электропередач, км.

Емкостная проводимость линии:

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость линии электропередач, мкСм/км.

Схема замещения силового трансформатора состоит из полных сопротивлений каждой обмотки, идеальных трансформаторов (для преобразования напряжения) и полной проводимости.

Активное и реактивное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (4)$$

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (5)$$

где $P_{кз}$ и $u_{кз}$ – активная мощность и напряжение короткого замыкания, кВт и %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активное и емкостное проводимости трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}}, \quad (6)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2}, \quad (7)$$

где ΔP_x и ΔQ_x – потери активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода, МВт и Мвар.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{T\text{вн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (8)$$

$$K_{T\text{вн}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}. \quad (9)$$

В качестве примера расчета параметров линии электропередач рассмотрим ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка протяженностью 27,1 км, выполненную в одноцепном исполнении маркой и сечением провода АС-120/19, для которого:

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,658 \text{ мкСм/км}.$$

Тогда при $l = 27,1$ км получаем:

$$R_{\text{л}} = 0,244 \cdot 27,1 = 6,612 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = 0,427 \cdot 27,1 = 11,572 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{л}} = 2,658 \cdot 27,1 = 72,032 \text{ мкСм}.$$

Произведем расчет оставшихся ветвей через ПВК RastrWin3 и применим их для расчета режимов. Полученные результаты приведем в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры ветвей ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	N_нач	N_кон	Название ветви	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	8,955	15,781	97,622	0
ЛЭП	8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	6,173	10,879	67,298	0
ЛЭП	9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	4,514	7,955	49,210	0
ЛЭП	11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	8,052	14,190	87,780	0
ЛЭП	12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	5,539	9,761	60,382	0
ЛЭП	13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	6,612	11,653	72,086	0
ЛЭП	15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	15,323	27,004	167,048	0
ЛЭП	16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	17,568	30,960	191,520	0
ЛЭП	30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	2,192	5,617	37,675	0
ЛЭП	31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	1,008	2,583	17,325	0
ЛЭП	32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	0,160	0,410	2,750	0
ЛЭП	33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	0,488	0,860	5,320	0
ЛЭП	33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	0,528	1,353	9,075	0
ЛЭП	35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	0,160	0,410	2,750	0
ЛЭП	32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	0,160	0,410	2,750	0
ЛЭП	34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	0,488	0,860	5,320	0
ЛЭП	34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	0,528	1,353	9,075	0
ЛЭП	36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	0,160	0,410	2,750	0
ЛЭП	36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	0,167	0,729	4,488	0
ЛЭП	41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	0,098	0,429	2,640	0
ЛЭП	46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	0,345	1,512	9,303	0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	0,413	1,807	11,120	0
ЛЭП	41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	0,098	0,429	2,640	0
ЛЭП	47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	0,436	1,911	11,759	0
ЛЭП	49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	0,178	0,455	3,053	0
ЛЭП	53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	0,422	1,082	7,260	0
ЛЭП	54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	0,470	1,205	8,085	0
ЛЭП	49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	0,600	1,538	10,313	0
ЛЭП	55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	0,470	1,205	8,085	0
ЛЭП	35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	0,167	0,729	4,488	0
Тр-р	1	2	с.ш.220 кВ ПС Хвойная - с.т. АТ1 ПС Хвойная	1,433	104,111	0	1,000
Тр-р	2	6	с.т. АТ1 ПС Хвойная - с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	1,433	11,668	0	0,526
Тр-р	2	5	с.т. АТ1 ПС Хвойная - 2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	1,433	195,641	0	0,167
Тр-р	1	3	с.ш.220 кВ ПС Хвойная - с.т. АТ2 ПС Хвойная	1,433	104,111	0	1,000
Тр-р	3	6	с.т. АТ2 ПС Хвойная - с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	1,433	11,668	0	0,526
Тр-р	3	4	с.т. АТ2 ПС Хвойная - 1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	1,433	195,641	0	0,167
Тр-р	17	18	с.ш. 110 кВ РГРЭС - с.т. Т6 РГРЭС	0,403	18,593	0	1,000
Тр-р	18	19	с.т. Т6 РГРЭС - СН Т6 РГРЭС	0,403	0,092	0	0,335
Тр-р	18	20	с.т. Т6 РГРЭС - ТГ6 РГРЭС	0,403	11,978	0	0,057
Тр-р	17	21	с.ш. 110 кВ РГРЭС - с.т. Т7 РГРЭС	0,403	18,593	0	1,000
Тр-р	21	22	с.т. Т7 РГРЭС - СН Т7 РГРЭС	0,403	0,092	0	0,335
Тр-р	21	23	с.т. Т7 РГРЭС - ТГ7 РГРЭС	0,403	11,978	0	0,057
Тр-р	13	24	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - с.т. Т2 ПС Волково	5,026	142,080	0	1,000

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	24	25	с.т. Т2 ПС Волково - СН Т2 ПС Волково	5,026	0	0	0,335
Тр-р	24	26	с.т. Т2 ПС Волково - НН Т2 ПС Волково	5,026	82,503	0	0,096
Тр-р	30	27	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - с.т. Т1 ПС Волково	5,026	142,080	0	1,000
Тр-р	27	28	с.т. Т1 ПС Волково - СН Т1 ПС Волково	5,026	0	0	0,335
Тр-р	27	29	с.т. Т1 ПС Волково - НН Т1 ПС Волково	5,026	82,503	0	0,096
Тр-р	41	45	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - ТГ 1 БТЭЦ	0,475	18,019	36,900	0,054
Тр-р	41	44	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - ТГ 2 БТЭЦ	0,375	12,293	0	0,087
Тр-р	41	43	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - ТГ 3 БТЭЦ	0,375	12,293	0	0,087
Тр-р	41	42	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - ТГ 4 БТЭЦ	0,201	7,684	0	0,087
Тр-р	50	51	с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская - с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	0,491	48,666	0	1,000
Тр-р	51	49	с.т. АТ 1 ПС Благовещенская - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	0,491	2,058	0	0,526
Тр-р	50	52	с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская - с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	0,491	48,666	0	1,000
Тр-р	52	49	с.т. АТ 2 ПС Благовещенская - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	0,491	2,058	0	0,526
Тр-р	56	57	с.ш. 220 кВ РГРЭС - с.т. АТ9 РГРЭС	0,491	48,666	0	1,000
Тр-р	57	17	с.т. АТ9 РГРЭС - с.ш. 110 кВ РГРЭС	0,491	2,058	0	0,526

Для проверки сечений проводов ЛЭП в режиме максимальных нагрузок произведем расчет тока по методу экономических токовых интервалов и полученное расчетное значение сравним с длительно допустимым током по линии.

Таблица 6 - Показатели тока в линиях электропередачи, в нормальном режиме

N_нач	N_кон	Название ветви	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток, А	Токовая загрузка ЛЭП, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	55,666	61,336	390	503	12,192
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	25,308	25,983	390	503	5,165
9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	24,412	25,384	390	503	5,045
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш.110 кВ ПС Ивановка	19,531	22,612	390	503	4,494
12	13	с.ш.110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	36,303	36,862	390	503	7,327
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	108,741	109,446	390	503	21,754
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш.110 кВ ПС Михайловка	27,672	28,386	390	503	5,642
16	17	с.ш.110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	77,758	79,212	390	503	15,745
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	221,853	221,541	520	671	33,073
31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	260,657	260,493	520	671	38,858
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	244,888	244,924	520	671	36,512
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	177,859	177,959	390	503	35,372
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	411,389	411,386	520	671	61,328

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	46,845	46,901	520	671	6,992
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	308,760	308,775	520	671	46,031
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	95,428	95,515	390	503	18,985
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	400,433	400,434	520	671	59,695
36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	39,429	39,471	520	671	5,884
36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	438,538	438,537	710	916	47,881
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	337,316	337,303	710	916	36,829
46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	302,443	302,390	710	916	33,021
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	232,293	232,092	710	916	25,362
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	290,372	290,263	710	916	31,703
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	256,430	256,291	710	916	27,998
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	98,494	98,687	510	658	15,000
53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	85,535	86,036	510	658	13,077
54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	85,692	86,204	510	658	13,103

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	88,719	89,413	510	658	13,591
55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	88,124	88,623	510	658	13,471
35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	456,002	455,996	710	916	49,787

Для верификации модели сети, используемой в расчётах, сравним напряжения в узлах, рассчитанных в ПВК RastrWin3 с номинальными значениями и определим величины отклонений, которые согласно таблице 7 не выходят за нормативные требования.

Таблица 7 – Величины отклонения напряжений в нормальном режиме

Название	U _{ном} , В	U _{расч} , В	Отклонение, %
1	2	3	4
с.ш. 220 кВ ПС Хвойная	220	235,000	6,818
с.т. АТ1 ПС Хвойная	220	231,196	4,085
с.т. АТ2 ПС Хвойная	220	231,196	4,309
1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	38,337	7,861
2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	38,337	7,861
с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	121,774	9,453
1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	119,717	7,865
2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	119,717	7,865
отпайка на ПС Анновка	110	119,214	7,609
1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	118,808	7,390
2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	118,808	7,390
с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	110	118,075	6,990
2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	118,186	7,276
1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	116,463	5,733
2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	116,463	5,733
с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	110	116,725	6,032
с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	118,183	7,431
с.т. Т6 РГРЭС	110	115,236	4,756
СН Т6 РГРЭС	35	36,604	4,580
ТГ6 РГРЭС	6	6,230	-1,111
с.т. Т7 РГРЭС	110	116,046	5,493

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
СН Т7 РГРЭС	35	36,877	5,360
ТГ7 РГРЭС	6	6,270	-0,476
с.т. Т2 ПС Волково	110	115,792	4,987
СН Т2 ПС Волково	35	38,692	8,321
НН Т2 ПС Волково	10	11,037	2,991
с.т. Т1 ПС Волково	110	115,902	5,081
СН Т1 ПС Волково	35	38,802	8,630
НН Т1 ПС Волково	10	10,974	2,363
1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	118,186	7,276
отпайка на ПС Владимировка	110	119,253	8,336
с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	119,852	8,922
1 отпайка на ПС Сетевая	110	119,874	8,944
2 отпайка на ПС Сетевая	110	119,874	8,944
1 отпайка на ПС Новая	110	120,152	9,203
2 отпайка на ПС Новая	110	120,152	9,203
1 с.ш. ПС Сетевая	110	119,710	8,795
2 с.ш. ПС Сетевая	110	119,710	8,795
1 с.ш. ПС Новая	110	120,133	9,185
2 с.ш. ПС Новая	110	120,133	9,185
с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	120,261	9,305
ТГ 4 БТЭЦ	10	10,500	0,000
ТГ 3 БТЭЦ	10	10,470	-0,286
ТГ 2 БТЭЦ	10	10,400	-0,952
ТГ 1 БТЭЦ	6	6,450	2,381
отпайка на ПС Кооперативная	110	120,213	9,261
1 отпайка на ПС Чигири	110	120,222	9,269
2 отпайка на ПС Чигири	110	120,084	9,144
с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	120,101	9,158
с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	235,000	6,818
с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220	227,944	3,588
с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220	227,944	3,588
отпайка на ПС Кирпичная	110	120,040	9,102
1 отпайка на ПС Северная	110	119,929	8,996
2 отпайка на ПС Северная	110	119,925	8,993
с.ш. 220 кВ РГРЭС	220	235,000	6,818
с.т. АТ9 РГРЭС	220	224,164	1,884

Представленные в таблице 7 величины отклонений напряжения в сети, в соответствии с [6], не выходят за 10% от номинального напряжения, поэтому данную модель сети можно использовать для дальнейших расчетов и анализа

режимов. Анализ для режима минимальных нагрузок идентичен, поэтому приведем его в приложении А.

По результатам расчёта нормального режима видно, что напряжение на подстанциях не выходит за рамки допустимых значений, а также большинство линий электропередачи не загружены и работают в экономичном режиме.

Для анализа тяжёлых послеаварийных режимов был проведен расчет, при котором одновременное отключение двух элементов сети приводит к тяжелым последствиям. Для рассматриваемой сети этими элементами оказались сочетания одновременного отключения ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково или ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково.

Для примера сделаем расчет режима при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 8 – Показатели тока в линиях электропередачи, в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название ветви	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток, А	Токовая загрузка ЛЭП, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	533,632	536,251	390	503	106,589
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	488,894	490,112	390	503	97,418
9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	471,392	472,192	390	503	93,856
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	439,838	441,136	390	503	87,684
12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	350,649	351,463	390	503	69,859
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	194,948	195,798	390	503	38,918
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	49,462	50,890	390	503	10,115
16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	0,000	0,000	390	503	0,000
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	42,652	43,183	520	671	6,437

1	2	3	4	5	6	7	8
31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	0,000	0,000	520	671	0,000
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	218,972	219,030	520	671	32,652
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	176,465	176,566	390	503	35,096
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	377,357	377,390	520	671	56,260
35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	46,509	46,566	520	671	6,942
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	279,157	279,187	520	671	41,620
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	94,668	94,756	390	503	18,834
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	366,761	366,801	520	671	54,681
36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	39,135		520	671	5,840
36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	397,487	397,505	710	916	43,400
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	378,126	378,108	710	916	41,285
46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	349,040	348,981	710	916	38,109
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	282,637	282,455	710	916	30,859
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	336,812	336,699	710	916	36,774
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	305,293	305,157	710	916	33,333
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	104,192	104,372	510	658	15,864
53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	122,784	123,130	510	658	18,716
54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	152,213	152,501	510	658	23,180
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	113,658	114,196	510	658	17,358
55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	156,626	156,907	510	658	23,850
35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	414,466	414,477	710	916	45,254

Величина отклонения напряжения на подстанциях в послеаварийном режиме представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Величины отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Название	Уном, В	Урасч, В	Отклонение, %
1	2	3	4
с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220	235,000	6,818
с.т. АТ1 ПС Хвойная	220	223,933	1,788
с.т. АТ2 ПС Хвойная	220	224,780	2,173
1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	37,014	5,753
2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	36,824	5,211
с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	116,860	6,237
1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	108,468	-1,393
2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	108,468	-1,393
отпайка на ПС Анновка	110	104,634	-4,878
1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	102,366	-6,940
2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	102,366	-6,940
с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110	99,587	-9,467
2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	98,393	-10,552
1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	99,354	-9,679
2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	99,354	-9,679
с.ш.110 кВ ПС Михайловка	110	100,817	-8,348
с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	118,439	7,671
с.т. Т6 РГРЭС	110	116,495	5,905
СН Т6 РГРЭС	35	36,389	3,969
ТГ6 РГРЭС	6,3	6,230	-1,111
с.т. Т7 РГРЭС	110	116,145	5,586
СН Т7 РГРЭС	35	36,909	5,453
ТГ7 РГРЭС	6,3	6,270	-0,476
с.т. Т2 ПС Волково	110	95,071	-13,572
СН Т2 ПС Волково	35	31,182	-10,909
НН Т2 ПС Волково	10,5	8,886	-15,367
с.т. Т1 ПС Волково	110	95,084	-13,560
СН Т1 ПС Волково	35	31,276	-10,641
НН Т1 ПС Волково	10,5	8,792	-16,270
1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	98,393	-10,552
отпайка на ПС Владимировка	110	98,137	-10,785
с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	119,741	8,856
1 отпайка на ПС Сетевая	110	119,753	8,866
2 отпайка на ПС Сетевая	110	119,787	8,898
1 отпайка на ПС Новая	110	120,064	9,149
2 отпайка на ПС Новая	110	120,080	9,164
1 с.ш. ПС Сетевая	110	119,676	8,796
2 с.ш. ПС Сетевая	110	119,537	8,670
1 с.ш. ПС Новая	110	120,064	9,149
2 с.ш. ПС Новая	110	120,042	9,129
с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	120,189	9,262
ТГ 4 БТЭЦ	10,5	10,500	0,000
ТГ 3 БТЭЦ	10,5	10,470	-0,286

1	2	3	4
ТГ 2 БТЭЦ	10,5	10,400	-0,952
ТГ 1 БТЭЦ	6,3	6,450	2,381
отпайка на ПС Кооперативная	110	120,110	9,191
1 отпайка на ПС Чигири	110	120,035	9,123
2 отпайка на ПС Чигири	110	119,955	9,050
с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	119,943	9,039
с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	235,000	6,818
с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220	227,619	3,463
с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220	227,619	3,463
отпайка на ПС Кирпичная	110	119,890	8,991
1 отпайка на ПС Северная	110	119,797	8,906
2 отпайка на ПС Северная	110	119,793	8,903
с.ш. 220 кВ РГРЭС	220	235,000	6,818
с.т. АТ9 РГРЭС	220	224,642	2,110

В данным результата расчета послеаварийного режима можно увидеть, что линии, находящиеся на транзите Хвойная – Волково, сильно загружаются, ток на ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная превышает значение длительно допустимого, а отклонения напряжений на подстанциях превышает 10%. Расчет для режима минимальных нагрузок проводится идентично поэтому приведем его в приложении Б.

Расчет режима при одновременном отключении ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково проводится идентично, поэтому его результаты приведем в приложении В. В данной ситуации ток превышает длительно допустимый по ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

Основываясь на результаты анализа послеаварийного режима, можно сделать вывод о том, что при ежегодном росте электрических нагрузок сети загрузка ВЛ на транзитах Хвойная – Волково и Райчихинская ГРЭС – Волково в будущем будет достигать недопустимых значений.

Также в настоящий момент на ПС 110 кВ Волково установлено два силовых трансформатора мощностью 10 МВА типа ТДТН-10000/110/35/10 кВ. Коэффициент аварийной перегрузки при фактической нагрузке в зимний период

превышает значение допустимой длительной перегрузки, а при учете ожидаемого роста нагрузки коэффициент перегрузки становится еще больше.

Учитывая вышеперечисленные факторы в данной ВКР будет целесообразно рассмотреть варианты реконструкции сети, при которых длительно допустимый ток по ВЛ не превышает допустимых значений, а также выбрать новые трансформаторы, с меньшим коэффициентом перегрузки.

2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет электрических нагрузок

Для прогнозирования электрических нагрузок важно провести расчет режимных характеристик потребителей, которые представляют собой вероятностные характеристики электрической нагрузки, полученные на основе контрольных замеров.

К вероятностным характеристикам электрической нагрузки относятся средняя, среднеквадратичная (эффективная) и максимальная мощности. Средняя мощность необходима для выбора и расчета электропотребления. Среднеквадратичная мощность нагрузки используется для расчета потерь в сети. Максимальную мощность учитывают при выборе основного силового оборудования, кроме силовых трансформаторов и проводников линий электропередачи.

Анализ режимных характеристик потребителей поможет оптимизировать работу системы электроснабжения, предсказать и корректно распределить нагрузку, что важно для обеспечения надежности и эффективности работы электрической сети.

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (10)$$

где P_i – ордината графика нагрузки на i -ый час суток, МВт;

t_i – час суток (в течение каждого часа), час;

T – период наблюдения (24 часа), час.

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \text{ МВт}, \quad (11)$$

где Q_i – ордината графика нагрузки на i -ый час суток, МВт;

t_i – час суток (в течение каждого часа), час;

T – период наблюдения (24 часа), час.

Определение максимальной и минимальной мощности основывается на контрольных замерах за 24 часа. Максимальная мощность устанавливается по наибольшему значению нагрузки за указанный временной интервал, что позволяет учесть потенциальные пики энергопотребления в системе. Минимальная мощность нагрузки определяется по наименьшему значению нагрузки за этот период. Эта величина может быть важна для планирования резервной мощности и оптимизации работы системы в периоды низкой нагрузки, когда можно снизить энергопотребление и повысить эффективность работы сети.

Для примера приведем расчет максимального периода нагрузок ПС 110 кВ Кирпичная, результаты контрольных замеров по которой представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты контрольных замеров нагрузки на ПС 110 кВ Кирпичная в максимальном режиме

Час	P, МВт	Q, МВАр
1	2	3
01:00	7,498	1,066
02:00	7,571	1,075
03:00	7,625	1,070
04:00	7,752	1,087
05:00	8,008	1,122
06:00	7,916	1,109
07:00	7,881	1,105
08:00	7,825	1,097
09:00	7,794	1,172
10:00	7,788	1,171
12:00	7,830	1,177
13:00	7,791	1,171
14:00	7,150	1,080
15:00	6,946	1,051

1	2	3
16:00	6,845	1,036
17:00	6,748	1,023
18:00	6,783	0,956
19:00	6,582	0,926
20:00	6,610	0,930
21:00	6,622	0,932
22:00	6,682	0,940
23:00	6,853	0,963
24:00	7,017	0,985

Тогда средняя активная мощность:

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \cdot (7,498 + 7,571 + 7,625 + 7,752 + 8,008 + 7,916 + 7,881 + 7,825 + 7,794 + 7,788 + 7,830 + 7,791 + 7,150 + 6,946 + 6,845 + 6,748 + 6,783 + 6,582 + 6,610 + 6,622 + 6,682 + 6,853 + 7,017 + 7,223).$$

$$P_{cp} = 7,306 \text{ МВт.}$$

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{cp} = \frac{1}{24} \cdot (1,066 + 1,075 + 1,070 + 1,087 + 1,122 + 1,109 + 1,105 + 1,097 + 1,172 + 1,171 + 1,177 + 1,171 + 1,080 + 1,051 + 1,036 + 1,023 + 0,956 + 0,926 + 0,930 + 0,932 + 0,940 + 0,963 + 0,985 + 1,014) .$$

$$Q_{cp} = 1,052 \text{ МВар.}$$

Максимальная активная мощность:

$$P_{max} = 8,01 \text{ МВт.}$$

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{max} = 1,18 \text{ МВар.}$$

Рассчитаем эффективную (среднеквадратичную) мощность по формулам:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^n P_i^2 * t_i} . \quad (12)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} * \sum_{i=1}^n Q_i^2 * t_i} . \quad (13)$$

Эффективная активная мощность:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} * \begin{bmatrix} 7,498^2 + 7,571^2 + 7,625^2 + 7,752^2 + 8,008^2 + 7,916^2 + \\ 7,881^2 + 7,825^2 + 7,794^2 + 7,788^2 + 7,830^2 + 7,791^2 + \\ 7,150^2 + 6,946^2 + 6,845^2 + 6,748^2 + 6,783^2 + 6,582^2 + \\ 6,610^2 + 6,622^2 + 6,682^2 + 6,853^2 + 7,017^2 + 7,223^2 \end{bmatrix}} .$$

$$P_{эф} = 7,323 \text{ МВт.}$$

Эффективная реактивная мощность:

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} * \begin{bmatrix} 1,066^2 + 1,075^2 + 1,070^2 + 1,087^2 + 1,122^2 + 1,109^2 + \\ 1,105^2 + 1,097^2 + 1,172^2 + 1,171^2 + 1,177^2 + 1,171^2 + \\ 1,080^2 + 1,051^2 + 1,036^2 + 1,023^2 + 0,956^2 + 0,926^2 + \\ 0,930^2 + 0,932^2 + 0,940^2 + 0,963^2 + 0,985^2 + 1,014^2 \end{bmatrix}} .$$

$$Q_{эф} = 1,055 \text{ МВар.}$$

Результаты расчета вероятностных характеристик электрических нагрузок в максимальном режиме ПС существующей сети представлены на таблице 11.

Таблица 11 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети в максимальном режиме

Название	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Владимировка	10,213	2,280	9,482	1,987	9,465	1,973
ПС 110 кВ Волково	16,119	2,589	15,452	2,422	15,448	2,419
ПС 110 кВ Дачная	23,050	4,079	21,432	3,640	21,400	3,633
ПС 110 кВ Западная	43,548	12,326	38,332	10,476	38,111	10,387
ПС 110 кВ Игнатьево	3,554	0,978	3,387	0,950	3,384	0,950
ПС 110 кВ Кирпичная	8,008	1,177	7,323	1,055	7,306	1,052
ПС 110 кВ Кооперативная	8,566	1,477	7,532	1,356	7,509	1,351
ПС 110 кВ Новая	17,150	4,556	14,311	3,770	14,004	3,681
ПС 110 кВ Птицефабрика	5,295	3,121	4,129	2,349	3,908	2,210
ПС 110 кВ Портовая	8,716	2,469	7,523	2,014	7,497	2,004
ПС 110 кВ Сергеевка	5,326	1,423	5,064	1,083	5,062	1,057
ПС 110 кВ Сетевая	55,326	8,399	47,809	7,428	47,521	7,393
ПС 110 кВ Центральная	37,383	9,019	35,628	8,417	35,612	8,411
ПС 110 кВ Чигири	27,632	9,982	23,739	7,325	23,628	6,963
ПС 110 кВ Северная	21,362	3,599	19,712	3,168	19,680	3,161
ПС 110 кВ Анновка	0,296	0,077	0,260	0,067	0,260	0,067
ПС 110 кВ Ивановка	11,978	2,432	11,067	2,247	11,060	2,246
ПС 110 кВ Полевая	1,254	0,179	1,166	0,166	1,165	0,166
ПС 110 кВ Узловая	10,331	3,742	9,969	3,611	9,967	3,610
ПС 110 кВ Дим	1,478	0,469	1,369	0,432	1,368	0,431
ПС 110 кВ Раздольная	6,974	1,519	5,984	1,008	5,892	0,964
ПС 110 кВ Тамбовка	10,499	2,519	9,644	2,254	9,635	2,249
ПС 110 кВ Бурейск	11,378	4,396	10,290	3,998	10,271	3,993
ПС 110 кВ Михайловка	2,778	0,620	2,550	0,545	2,548	0,542
ПС 110 кВ Поярково	21,580	5,329	8,318	2,419	7,796	2,332
ПС 110 кВ Озёрная	1,414	0,536	1,307	0,521	1,306	0,521
ПС 220 кВ Благовещенская	57,500	91,600	38,720	83,904	35,517	83,854
ПС 220 кВ Хвойная	15,080	10,390	12,492	8,311	12,426	8,248

Расчет для минимальных нагрузок аналогичен, поэтому приведем все полученные значения приложения Г.

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Для разработки вариантов реконструкции электрической сети необходимо учитывать прирост электрической нагрузки с течением времени на 5 лет вперед.

Определим прогнозируемую величину по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} * (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (14)$$

где P_{max} – максимальная мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района;

$t_{\text{прог}}$ – год, для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год, в который снимался в первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5, $\varepsilon = 0,046$ [18].

Вероятностные характеристики представлены в таблицах 7 и 8. Результаты прогнозирования представлены в таблицах ниже.

В качестве примера рассчитаем прогноз электрических нагрузок для ПС 110 кВ Кирпичная, через вероятностные характеристики, представленные в таблице 7.

Максимальная прогнозируемая активная мощность:

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = 8,008 * (1 + 0,046)^5 = 10,028 \text{ МВт.}$$

Максимальная прогнозируемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{прог}}^{\text{max}} = 1,177 * (1 + 0,046)^5 = 1,473 \text{ МВт.}$$

Средняя прогнозируемая активная мощность:

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = 7,306 * (1 + 0,046)^5 = 9,148 \text{ МВт.}$$

Средняя прогнозируемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{прог}}^{\text{ср}} = 1,052 * (1 + 0,046)^5 = 1,318 \text{ МВт.}$$

Эффективная прогнозируемая активная мощность:

$$P_{\text{прог}}^{\text{эф}} = 7,323 * (1 + 0,046)^5 = 9,169 \text{ МВт.}$$

Эффективная прогнозируемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{прог}}^{\text{эф}} = 1,055 * (1 + 0,046)^5 = 1,322 \text{ МВт.}$$

Результаты расчета прогнозируемых вероятностных характеристик электрических нагрузок в максимальном режиме ПС существующей сети представлены на таблице 12.

Таблица 12 – Результаты прогнозирования электрических нагрузок до 2030 года период зимних нагрузок.

Название	$P_{\text{мах,}}$ МВт	$Q_{\text{мах,}}$ Мвар	$P_{\text{эф,}}$ МВт	$Q_{\text{эф}}$ Мвар	$P_{\text{ср,}}$ МВт	$Q_{\text{ср}}$ Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Владимировка	12,789	2,855	11,873	2,488	11,852	2,470
ПС 110 кВ Волково	20,183	3,242	19,349	3,033	19,344	3,030
ПС 110 кВ Дачная	28,863	5,107	26,836	4,558	26,796	4,549
ПС 110 кВ Западная	54,528	15,434	47,997	13,118	47,721	13,006
ПС 110 кВ Игнатьево	4,451	1,225	4,241	1,190	4,238	1,189
ПС 110 кВ Кирпичная	10,028	1,473	9,169	1,322	9,148	1,318
ПС 110 кВ Кооперативная	10,726	1,850	9,431	1,698	9,402	1,692
ПС 110 кВ Новая	21,475	5,704	17,920	4,720	17,535	4,609
ПС 110 кВ Птицефабрика	6,631	3,908	5,171	2,942	4,893	2,767
ПС 110 кВ Портовая	10,914	3,092	9,420	2,522	9,388	2,509
ПС 110 кВ Сергеевка	6,669	1,782	6,340	1,356	6,339	1,324
ПС 110 кВ Сетевая	69,277	10,517	59,864	9,301	59,504	9,257
ПС 110 кВ Центральная	46,810	11,294	44,612	10,540	44,591	10,532
ПС 110 кВ Чигири	34,600	12,499	29,726	9,172	29,586	8,719
ПС 110 кВ Северная	26,749	4,506	24,683	3,967	24,642	3,959
ПС 110 кВ Анновка	0,371	0,096	0,326	0,084	0,326	0,083
ПС 110 кВ Ивановка	14,998	3,046	13,858	2,814	13,849	2,812
ПС 110 кВ Полевая	1,571	0,224	1,460	0,208	1,458	0,208

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Узловая	12,936	4,685	12,482	4,521	12,480	4,521
ПС 110 кВ Дим	1,851	0,588	1,714	0,540	1,713	0,540
ПС 110 кВ Раздольная	8,733	1,902	7,493	1,262	7,377	1,207
ПС 110 кВ Тамбовка	13,146	3,155	12,076	2,823	12,065	2,817
ПС 110 кВ Бурейск	14,247	5,504	12,885	5,006	12,861	5,000
ПС 110 кВ Михайловка	3,479	0,777	3,193	0,682	3,190	0,679
ПС 110 кВ Поярково	27,021	6,673	10,415	3,029	9,761	2,919
ПС 110 кВ Озёрная	1,771	0,671	1,636	0,653	1,635	0,653
ПС 220 кВ Благовещенская	71,999	114,697	48,484	105,060	44,472	104,998
ПС 220 кВ Хвойная	18,883	13,010	15,642	10,406	15,559	10,327

Расчет для минимальных нагрузок аналогичен, поэтому приведем все полученные значения приложения Г.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

В данной выпускной квалификационной работе, при реконструкции сетей Благовещенского района вместе с реконструкцией ПС 110 кВ Волково, были предложены 3 варианта реконструкции сети. Для обеспечения экономической целесообразности проекта, были предусмотрены следующие принципы разработки вариантов сетей:

1) Схема электрической сети должна быть простой, а передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, чтобы обеспечить минимальную стоимость сооружения ЛЭП;

2) Разработанная схема сети должна обеспечивать эффективное применение современных устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Учитывая число планируемых присоединений к реконструируемой подстанции было принято решение об использовании схемы 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» на стороне ВН и схемы 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» на стороне СН, обеспечивающие необходимый уровень надежности и безопасности работы оборудования.

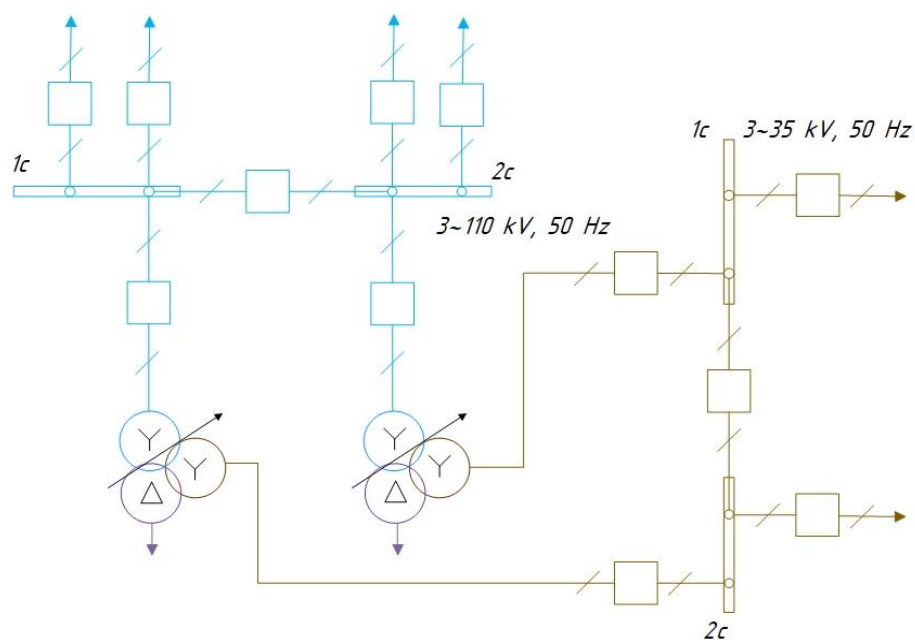


Рисунок 4 – Схемы РУ 110 кВ и 35 кВ

Рассмотрим предложенные варианты реконструкции электрической сети, изображенные на рисунках ниже.

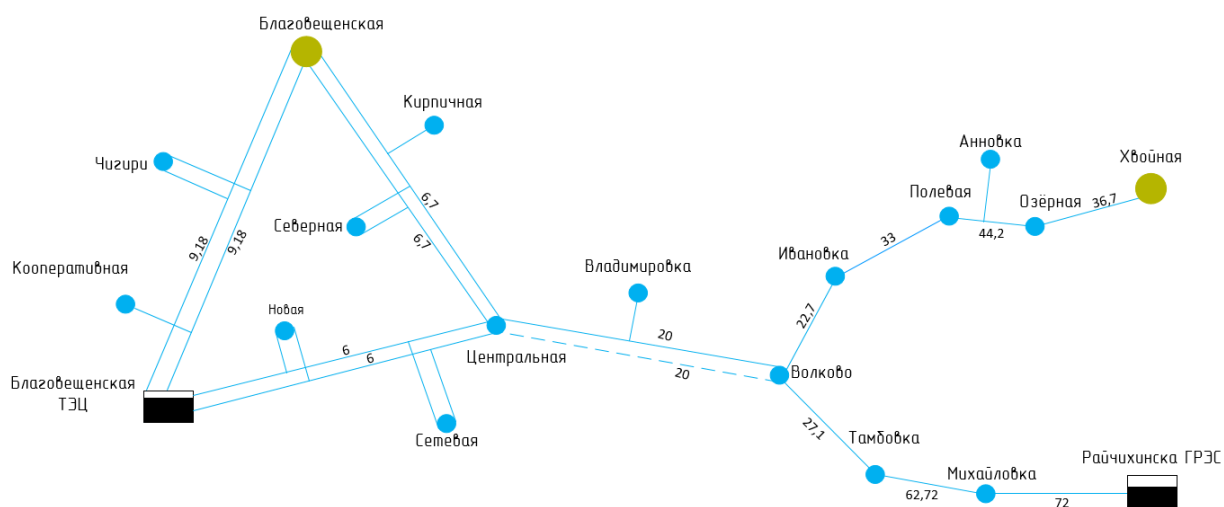


Рисунок 5 – Вариант № 1 реконструкции электрической сети

В данном варианте предлагается строительство только ВЛ 110 кВ Центральная – Волково цепь II, но без отпайки на ПС Владимировка. Данные по длине новых линий и количеству выключателей на ПС представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 1

Проектируемая линия	Длина линии, км	Количество новых выключателей
1	2	3
ВЛ 110 кВ Центральная – Волково	20	2

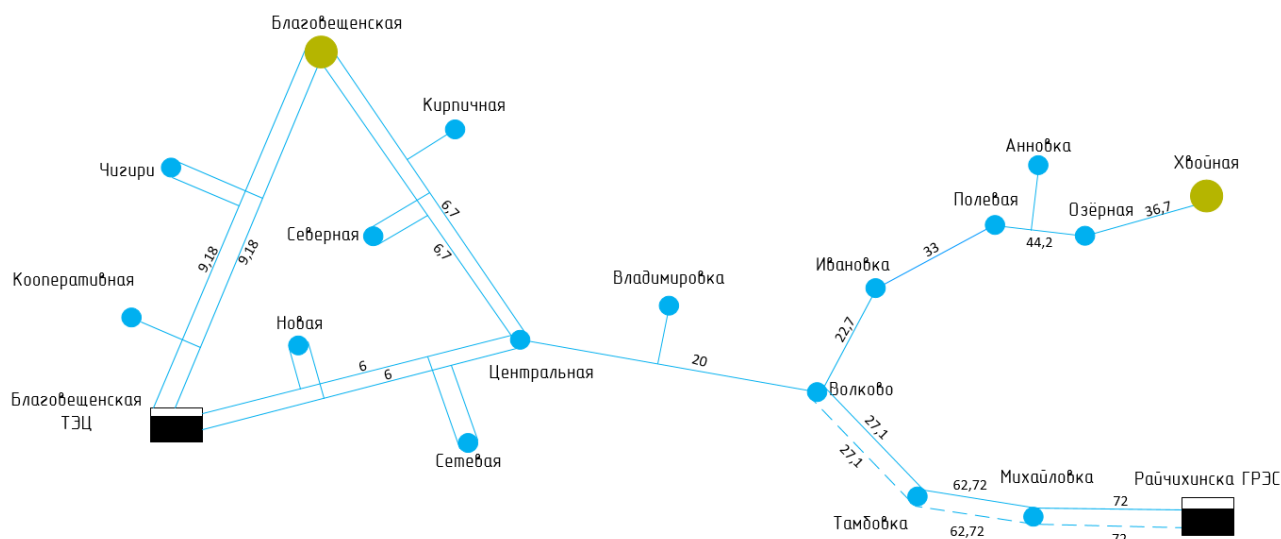


Рисунок 6 – Вариант № 2 реконструкции электрической сети

В данном варианте предлагается строительство ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка цепь II, ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка цепь II, ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка цепь II. Данные по длине новых линий и количеству выключателей на ПС представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 2

Проектируемая линия	Длина линии, км	Количество новых выключателей
1	2	3
ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка цепь II	27,1	6
ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка цепь II	62,72	
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка цепь II	72	
Суммарная длина линий L = 161,82 км		

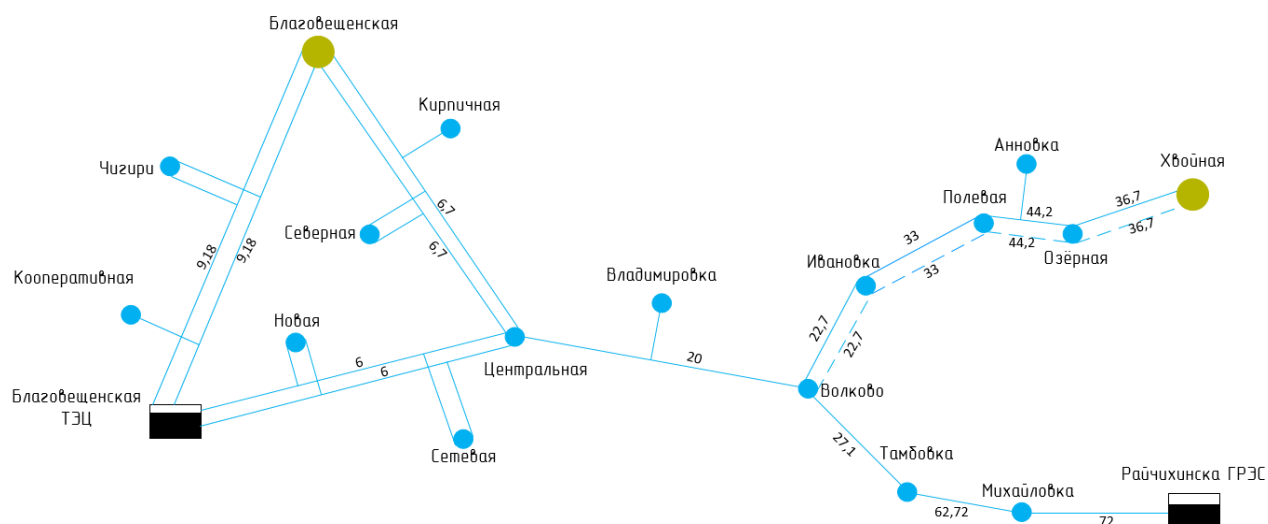


Рисунок 7 – Вариант № 3 реконструкции электрической сети

В данном варианте предлагается строительство ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная цепь II, ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая цепь II, ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка цепь II, ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка цепь II. Данные по длине новых линий и количеству выключателей на ПС представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Длина линий и количество выключателей для схемы № 3

Проектируемая линия	Длина линии, км	Количество новых выключателей
1	2	3
ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная цепь II	36,7	8
ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая цепь II	44,2	
ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка цепь II	33	
ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка цепь II	22,7	
Суммарная длина линий L = 136,6 км		

Оптимальный вариант реконструкции электрической сети в соответствии с [26] определяется на основе следующих показателей:

- минимальное количество выключателей
- меньшая суммарная длина линий

По данным показателям наиболее подходящими вариантами реконструкции сети являются вариант № 1 и № 2, однако на данный момент

установка дополнительных ячеек на подстанции 110 кВ Центральная не представляется возможным, поэтому дальнейшие расчеты будем проводить для вариантов № 2 и № 3, а также составим для них упрощенные однолинейные схемы электрических соединений, представленных на рисунках 8 и 9.

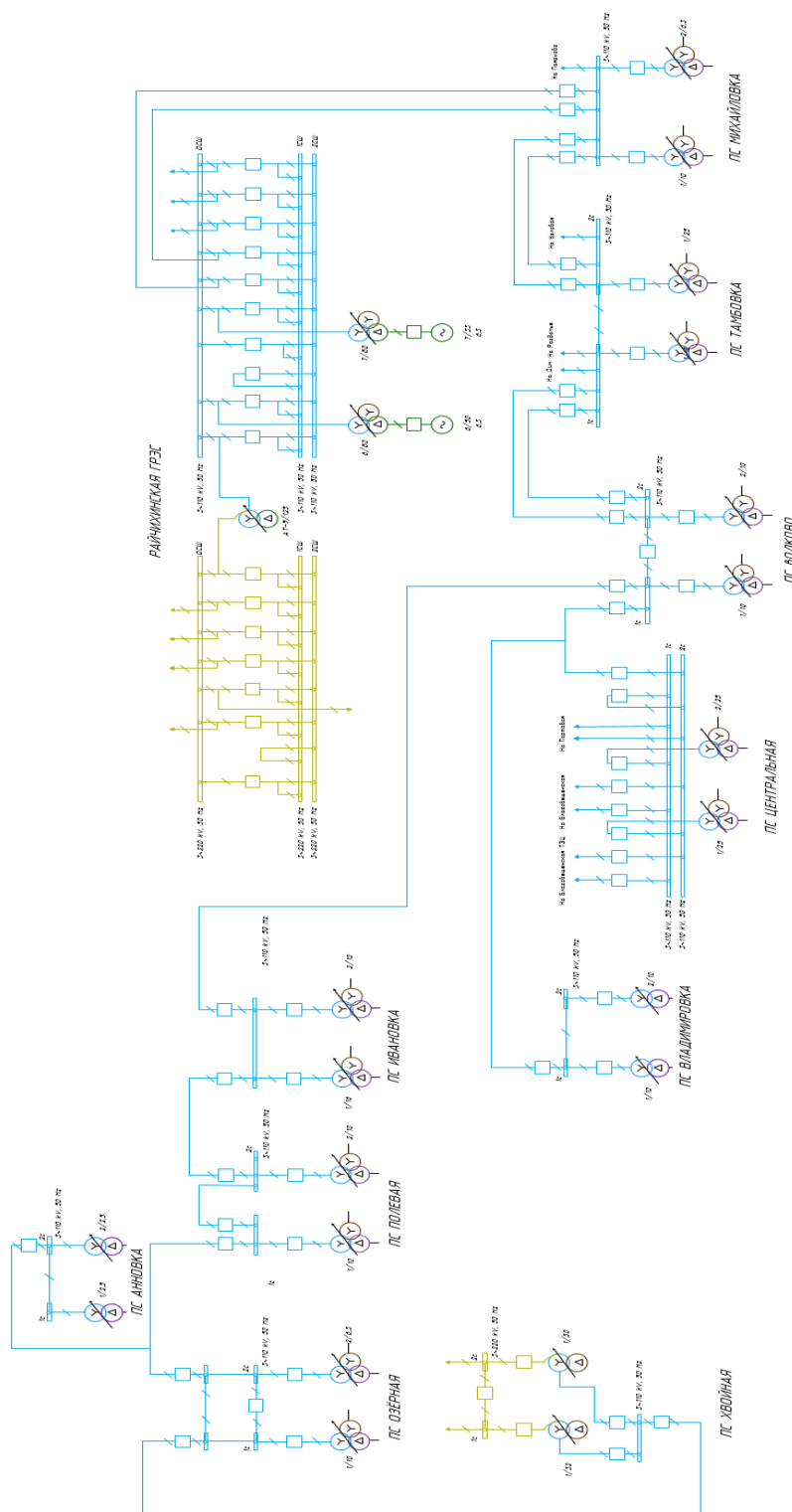


Рисунок 8 - Упрощенная схема электрических соединений вариант № 2

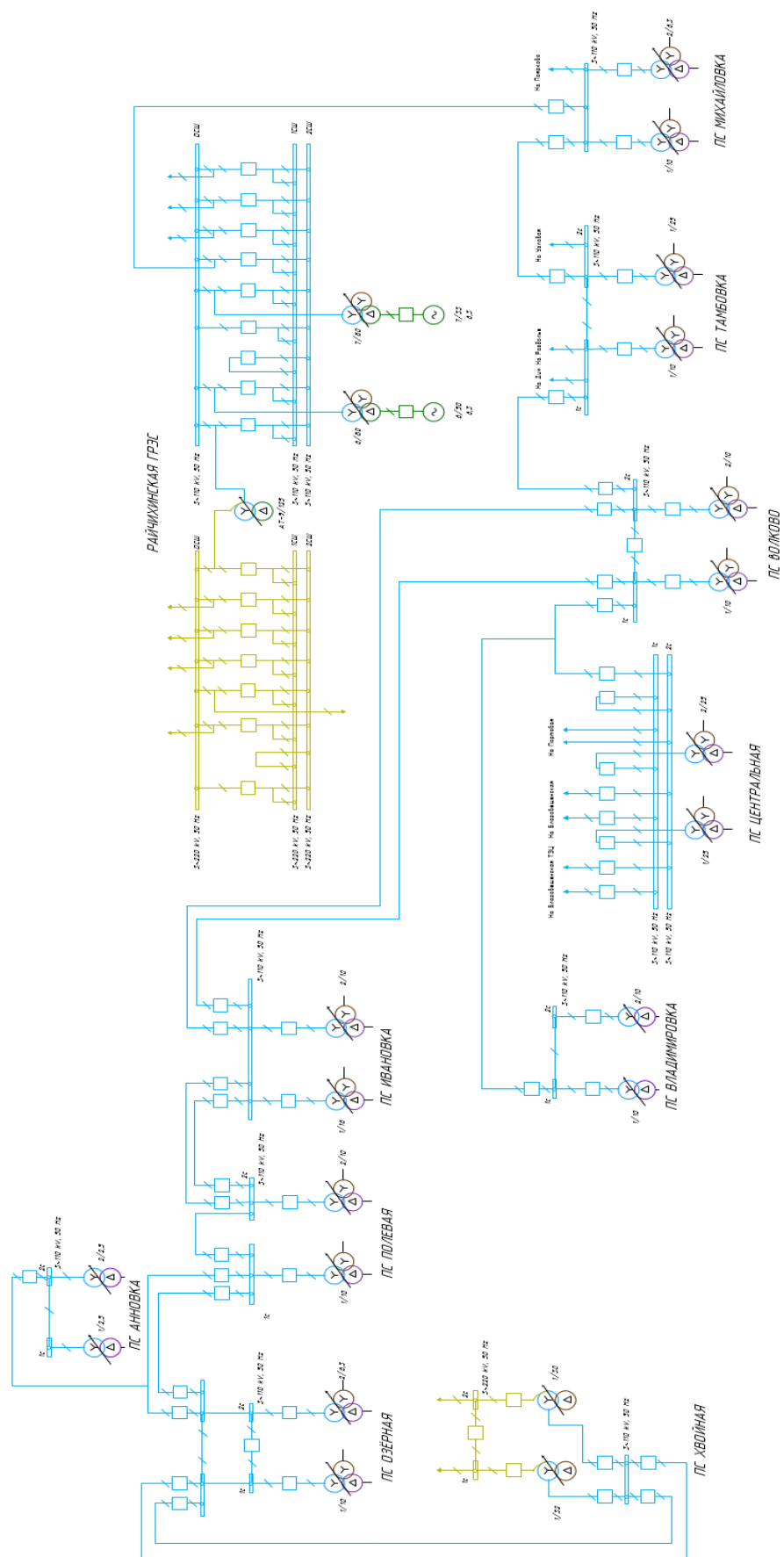


Рисунок 9 - Упрощенная схема электрических соединений вариант № 3

3.2 Выбор номинального напряжения

Выбор номинального напряжения сети является одним из важнейших пунктов проектирования сети, влияющий на технико-экономические показатели, а также на выбор оборудования на подстанции.

Так как рассматриваемые выше варианты предполагают реконструкцию уже существующей электрической сети 110 кВ, выбор номинального напряжения не требуется.

3.3 Компенсация реактивной мощности

Согласно [12], передача большой реактивной мощности по ЛЭП экономически не выгодна, так как приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для того, чтобы минимизировать количество этих потерь, наиболее рациональным решением является установка компенсирующих устройств непосредственно вблизи потребителя. Чтобы установить компенсирующие устройства, выполним расчет по определению величины реактивной мощности, которую необходимо скомпенсировать.

Максимальная реактивная мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi , \quad (15)$$

где $P_{\max}$ – Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности, принимаемый в соответствии с [5] для коммунально-бытовой нагрузки равным 0,75.

$$Q_{\max} = 20,183 \cdot 0,75 = 15,14 \text{ МВАр.}$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KV} = P_{\max} \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_n) , \quad (16)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, задаваемый системой, принимается равным 0,4.

$$Q_{KV} = 20,183 \cdot (0,75 - 0,4) = 7,06 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{KV1ш} = \frac{Q_{KV}}{n} \cdot 1,1. \quad (17)$$

где n – число секций шин на низкой стороне ПС 110 кВ Волково, равное 2.

$$Q_{KV1ш} = \frac{7,06}{2} \cdot 1,1 = 3,89 \text{ МВАр.}$$

В качестве компенсирующих устройств, выбираем 2хУКРМ-10,5-4050-7х450р.

Фактическая мощность всех компенсируемых устройств на подстанции:

$$Q_{КУФ} = 4050 \cdot 2 = 8100 \text{ кВАр.}$$

Найдем некомпенсированную реактивную мощность, по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{КУФ};$$

$$Q_{неск} = 15,14 - 8,1 = 7,04 \text{ МВАр.}$$

3.4 Выбор мощности силовых трансформаторов.

При выборе трансформаторов для реконструируемой подстанции важно, чтобы их мощность была достаточной для передачи электроэнергии всем

подключённым потребителям. Также нужно принимать во внимание категорию надёжности потребителей, чтобы обеспечить непрерывную подачу электроэнергии в случае выхода из строя или в ремонт одного из трансформаторов.

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (18)$$

где P_{cp} – средняя активная мощность подстанции в режиме максимальных нагрузок;

n – количество трансформаторов на подстанции. В нашей ВКР принимаем равным 2;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора. Для двухтрансформаторных подстанций принимается равным 0,7.

$$S_T = \frac{\sqrt{19,344^2 + 7,04^2}}{2 \cdot 0,7} = 14,703 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформатор ТДТН-16000/110.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном максимальном режиме:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ном}}, \quad (19)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность выбранного трансформатора.

При проверке должно соблюдаться условие:

$$k_{з.норм.реж} \leq 0,5 \div 0,75.$$

Также проверим трансформатор на послеаварийную загрузку, при которой вся нагрузка одного из трансформаторов переносится на другой по формуле:

$$k_{з.на} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}. \quad (20)$$

При проверке должно соблюдаться условие:

$$k_{з.на} \leq 1,4. \quad (21)$$

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{19,344^2 + 7,04^2}}{2 \cdot 16} = 0,64.$$

$$k_{з.на} = \frac{\sqrt{19,344^2 + 7,04^2}}{(2-1) \cdot 16} = 1,29.$$

По результатам проведенных расчетов видим, что все условия выполняются. Окончательно принимаем к установке трансформатор ТДТН-16000/110.

3.5 Выбор сечений проводников

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T. \quad (22)$$

Где $I_{\max}$ максимальный ток в воздушной линии, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Для 6000 часов максимальной нагрузки, коэффициент принимается равным 1.

Для ВЛ 110 кВ, α_i принимается равным 1,05.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\max ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \quad (23)$$

Где $P_{\max ij}$, $Q_{\max ij}$ – потоки максимальной активной и некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

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

В качестве примера был произведен расчет максимального по ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{17,3^2 + 11,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,054 \text{ кА.}$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка:

$$I_p = 0,054 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,057 \text{ кВ.}$$

Выбираем марку и сечение провода АС – 185/29.

Результаты расчета марки проводов для вариантов №2 и №3, а также их сравнение с проводами существующей сети приведем в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 – Марки проводов для схемы №2

Название ВЛ	$I_{\max}$, кА	I_p , кА	Марка провода существующей сети	Марка провода для рассматриваемого варианта
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Волково - Тамбовка	0,054	0,057	АС-185/29	АС-185/29
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	0,052	0,055	АС-120/19	АС-185/29
			АС-185/29	
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	0,063	0,066	АС-120/19	АС-185/29
			АС-185/29	

В данном варианте предполагается демонтаж проводов марки АС-120/19 и их замена на АС-185/29 на ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка и ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка.

Таблица 17 – Марки проводов для схемы №3

Название ВЛ	$I_{\max}$, кА	I_p , кА	Марка провода существующей сети	Марка провода для рассматриваемого варианта
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Хвойная - Озёрная	0,097	0,101	АС-120/19	АС-185/29
ВЛ 110 кВ Озёрная - Полевая	0,034	0,036	АС-120/19	АС-120/19
ВЛ 110 кВ Полевая - Ивановка	0,046	0,048	АС-120/19	АС-185/29
ВЛ 110 кВ Волково - Ивановка	0,052	0,054	АС-120/19	АС-185/29

В данном варианте предполагается демонтаж проводов марки АС-120/19 и их замена на АС-185/29 на ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная, ВЛ 110 кВ Полевая – Ивановка, ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка.

3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в ВКР – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат [5]. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, определяемых по формуле:

$$З = И_{\Sigma} + E_H \cdot K, \quad (24)$$

где $И_{\Sigma}$ – суммарные издержки производства, тыс.руб;

E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

K – капиталовложения необходимые для реконструкции электрической сети, тыс.руб.

Капиталовложения, необходимые для реконструкции электрической сети состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов; постоянную часть затрат на подготовку и благоустройство территории, систему оперативного постоянного тока, наружное освещение, средства связи и телемеханики, ограду и прочие элементы; покупку проводов и вырубку просеки для ЛЭП. Также капиталовложения включают в себя затраты на демонтаж изношенного оборудования на подстанции и проводов на реконструируемых ЛЭП.

Капиталовложения необходимые для реконструкции подстанции рассчитываются по формуле:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3, \quad (25)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{РУ}$ – стоимость комплекта выключателя в ОРУ;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависящая от схемы ОРУ и номинального напряжения;

K_3 – зональный повышающий коэффициент. Для Дальнего Востока равняющийся 1,5;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, согласно [13] принимается равным 13,63.

Капиталовложения необходимые для реконструкции линий электропередач рассчитываются по формуле:

$$K_{Л} = (K_{ОТ.З} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_3, \quad (26)$$

где $K_{ОТ.З}$ – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость строительства ЛЭП.

Затраты на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле:

$$K_{ОТ.З} = l \cdot S_{ОТ.З} \cdot Ц_{ОТ.З} + З_{ПР} \cdot l, \quad (27)$$

где l – длина ВЛ, км;

$S_{ОТ.З}$ – площадь отвода земли на 1 км;

$Ц_{ОТ.З}$ – цена за 1 м², равняющая 7 руб.

$З_{ПР}$ – затраты на вырубку просеки.

Стоимость строительства ЛЭП определяется по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_О \cdot l, \quad (28)$$

где $K_О$ – удельные затраты на 1 км.

Капиталовложения, необходимые на демонтаж:

$$K_{ДЕМ} = K_{ДЕМТР} + K_{ДЕМВ} + K_{ДЕМЛ} \cdot l_{ДЕМ}, \quad (29)$$

где $K_{ДЕМТР}$ - затраты на демонтаж двух трансформаторов по 10 МВА;

$K_{ДЕМВ}$ - затраты на демонтаж выключателей;

$K_{ДЕМЛ}$ - затраты на демонтаж проводов на ЛЭП;

$l_{ДЕМ}$ - протяженность заменяемых проводов.

Суммарные капиталовложения определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л} + K_{ДЕМ}. \quad (30)$$

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 и определяются по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{ЭиР} + I_{АМ} + I_{\Delta W}, \quad (31)$$

где $I_{ЭиР}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{АМ}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяют по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{НОвл} \cdot K_{Л} + d_{НОис} \cdot K_{ПС}. \quad (32)$$

где $d_{HO_{\text{вл}}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше принимаем 0,008;

$d_{HO_{\text{нс}}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 110 кВ принимаем 0,059.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}}, \quad (33)$$

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

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (34)$$

где $C_{\Delta W} = 3,48$ тыс.руб/МВт·ч – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP}, \quad (35)$$

где ΔW_L – потери электрической энергии в линиях;

ΔW_{TP} – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери электрической энергии в линиях определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{P_{\text{эфз}}^2 + Q_{\text{эфз}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot R_{\text{л}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл}}^2 + Q_{\text{эфл}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot R_{\text{л}} \cdot T_{\text{л}}, \quad (36)$$

где $T_{\text{з}}$, $T_{\text{л}}$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

$P_{\text{эфз}}$, $P_{\text{эфл}}$ – потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{эфз}}$, $Q_{\text{эфл}}$ – потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{\text{л}}$ – активное сопротивление линии.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left(\frac{P_{\text{эфз}}^2 + Q_{\text{эфз}}^2}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл}}^2 + Q_{\text{эфл}}^2}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \right) \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{Г}}, \quad (37)$$

$P_{\text{эфз}}$, $P_{\text{эфл}}$ – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{эфз}}$, $Q_{\text{эфл}}$ – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно;

$R_{\text{тр}}$ – активное сопротивление трансформатора;

$T_{\text{Г}}$ – годовое количество часов, равное 8760 часов.

Для примера проведем подробный расчет технико-экономических показателей варианта № 2.

В данном варианте должны быть учтены затраты на:

- 1) замену нынешних трансформаторов мощностью по 10 МВА каждый на трансформаторы по 16 МВА;
- 2) замену старых выключателей на элегазовые;
- 3) замену старых и постройку новых ЛЭП.

Приведем величины затрат на реконструкцию сети в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Удельная стоимость линий для схемы №2

Название ЛЭП	Уном, кВ	l, км	Марка провода	К _о , тыс.руб.
1	2	3	4	5
Волково-Тамбовка	110	27	АС-185/29	1100
Тамбовка-Михайловка	110	63	АС-185/29	
Райчихинская ГРЭС-Михайловка	110	72	АС-185/29	

Величину площади отвода земли для типовых опор под 110 кВ принимаем равной 65 м² на 1 км длины ВЛ.

Затраты на вырубку просеки на 1 км для линий 110 кВ равняется 95 тыс.руб.

Учитывая, что в данном проекте ПС Волково реконструируется, можно принять величину постоянной части затрат для схемы 9 равной 20% от первоначальной стоимости [27].

Таблица 19 – Капиталовложения для схемы №2

$K_{ТР}$, тыс.руб.	$K_{ПОСТ}$, тыс.руб.	$K_{РУ}$, тыс.руб.	$K_{КУ}$, тыс.руб.	$K_{ДЕМТР}$, тыс.руб.	$K_{ДЕМЛ}$, тыс.руб.	$K_{ДЕМВ}$, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6	7
14800	9500	42000	3500	41,6	258,88	10

Произведем расчет общих капиталовложений для варианта № 2.

$$K_{ПС} = (9500 + 42000 + 14800 + 3500) \cdot 13,63 \cdot 1,5 = 1427061 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ЛЭП} = 1100 \cdot (162 + 41,6) = 223784 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ОТ.З} = (162 \cdot 65 \cdot 7) \div 1000 + 95 \cdot 162 = 15446,528 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{Л} = (15446,528 + 223784) \cdot 13,68 \cdot 1,5 = 4891068,15 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ДЕМ} = 41,6 + 10 + 258,88 = 310,476 \text{ тыс.руб.}$$

$$K = 1427061 + 4891068,15 + 310,476 = 6318439,623 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{ЭП}} = 0,008 \cdot 4891068,15 + 0,059 \cdot 1427061 = 123325,14 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{AM} = \frac{6318439,623}{20} = 315921,98 \text{ тыс.руб.}$$

Для определения потерь в реконструируемых линиях, представим в таблице ниже потоки активной и реактивной мощности, рассчитанные в ПВК RastrWin 3 за зимний и летний период.

Таблица 20 – Потоки активной и реактивной мощности реконструируемых линий для схемы №2

Название линии	$P_{\text{эфз}}$, МВт	$Q_{\text{эфз}}$, МВт	$P_{\text{эфл}}$, Мвар	$Q_{\text{эфл}}$, Мвар
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Волково - Тамбовка	16,58	10,73	11,27	7,3
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Михайловка	18,98	2,3	12,9	1,56
ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС - Михайловка	22,9	2,97	15,57	2,02

Для примера был проведен расчет потерь мощности для ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка.

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{16,58^2 + 10,73^2}{110^2} \right) \cdot 4,34 \cdot 5900 + \left(\frac{11,27^2 + 7,3^2}{110^2} \right) \cdot 4,34 \cdot 2860 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = 1010,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для линий ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка и ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка потери мощности составляют 2243,95 и 4699,6 МВт·ч соответственно.

Потери мощности в трансформаторах составят:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{15,452^2 + 2,422^2}{2 \cdot 110^2} \right) \cdot 4,38 \cdot 5900 + \left(\frac{10,51^2 + 1,65^2}{2 \cdot 110^2} \right) \cdot 4,38 \cdot 2860 + 2 \cdot 0,019 \cdot 8260$$

МВт·ч.

$$\Delta W_{TP} = 652,66 \text{ МВт·ч.}$$

Тогда потери в электрической сети равны:

$$\Delta W = 1010,5 + 2243,95 + 4699,6 + 652,66 = 8606,7 \text{ МВт·ч.}$$

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, для варианта № 2:

$$I_{\Delta W} = 8606,7 \cdot 3,48 = 29951,37 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки для варианта № 2:

$$I_{\Sigma} = 123325,14 + 315921,98 + 29951,37 = 469198,493 \text{ тыс.руб.}$$

Величина среднегодовых приведённых затраты для варианта № 2:

$$З = 469198,493 + 0,14 \cdot 6318439,623 = 1353780,04 \text{ тыс.руб.}$$

Приведем результаты расчета затрат на реконструкцию сети для варианта № 2 и № 3.

Таблица 21 – Результаты расчета затрат для варианта № 2 и № 3

Вариант	K , тыс.руб	I_{Σ} , тыс.руб	$З$, тыс.руб
1	2	3	4
№ 2	6318439,623	469198,492	1353780,04
№ 3	6642668,139	469006,627	1398980,167

Для варианта реконструкции № 3 приведенные затраты рассчитываются аналогично, поэтому приведем подробный расчет в приложении Д.

Как видно из таблицы дешевле в реализации по приведенным затратам оказался вариант № 2, поэтому дальнейшие расчеты будем проводить для него.

Срок окупаемости проекта определяется по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{AM}}, \quad (38)$$

где $\Pi_{\text{ч}}$ – чистая прибыль, тыс.руб;

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Чистая прибыль определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{ч}} = O - I_{\Sigma} - H, \quad (39)$$

где O – доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

H – налог на прибыль, согласно налоговой реформе [10], с 2025 года общая ставка составляет 25 %.

Налог на прибыль определяется по формуле:

$$H = 0,2 \cdot (O - I). \quad (40)$$

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}}, \quad (41)$$

где $W_{\text{ПО}}$ – полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{\text{пер}} = 4,75$ тыс.руб/МВт·ч. – средний тариф на передачу электроэнергии.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \Sigma P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (42)$$

где $\Sigma P_{\text{max}} = 36,808$ МВт – полезный расход электроэнергии;

T_{max} – суммарные годовые затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{ПО}} = 36,808 \cdot 5900 = 217167,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Для рассматриваемого варианта реконструкции рассчитаем экономические показатели:

$$O = 217167,2 \cdot 4,75 = 1031544,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$H = 0,25 \cdot (1031544,2 - 469198,493) = 140586,427 \text{ тыс.руб.}$$

$$П_{\text{г}} = 1031544,2 - 469198,493 - 140586,427 = 421759,28 \text{ тыс.руб.}$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{6318439,623}{421759,28 + 315921,98} = 8,6.$$

Как видно по результатам расчета срок окупаемости реконструкции составляет 9 лет.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называют всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтралями (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). [9]

Причинами коротких замыканий могут являться:

- 1) повреждение и износ изоляции;
- 2) перекрытия токоведущих частей установок;
- 3) неправильные действия обслуживающего персонала;
- 4) природные явления и т.п.

В данной ВКР необходимо провести расчет токов короткого замыкания для определения оборудования, устанавливаемого на ПС 110 кВ Волково; для определения уставок релейной защиты и автоматики с оценкой их возможного действия.

Для определения токов короткого замыкания было принято решение воспользоваться модулем RastrKZ программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим». Место заземления нейтрали в расчётной схеме обозначается в таблице «Узы/Несим/ИД» в графе Тип0. Значение «зак» – представляет собой землю в нулевой последовательности. Значение «у» – представляет собой не заземлённый узел в нулевой последовательности.

4.1 Параметры схемы замещения

Для расчета потребуются параметры схемы замещения, которые определяются по приведенным ниже формулам.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}, \quad (43)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение.

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{тном}}, \quad (44)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивления для трансформаторов и ВЛ прямой и обратной последовательности равны.

При приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается рассчитывать сопротивления нулевой последовательности по упрощённым выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи. Для одноцепных линий со стальными заземленными тросами $X_0/X_1 = 3$. Тогда Индуктивное сопротивление нулевой последовательности для линии определим по формуле:

$$X_{л0} = X_{л} \cdot 3. \quad (45)$$

Сопротивление генератора определяется по формуле:

$$X_G = X_{дном}'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{Гном}}, \quad (46)$$

где $X_{dном}''$ – номинальное продольное сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{Гном}$ – номинальная мощность генератора.

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное.

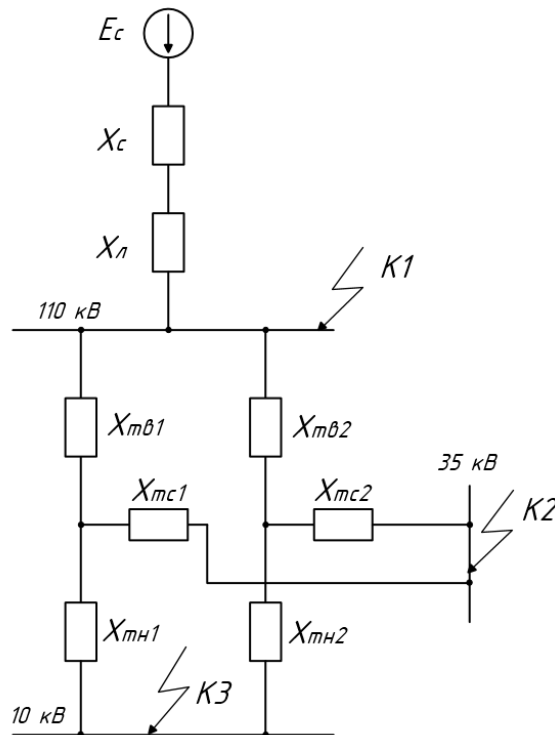


Рисунок 10 – Схема замещения ПС

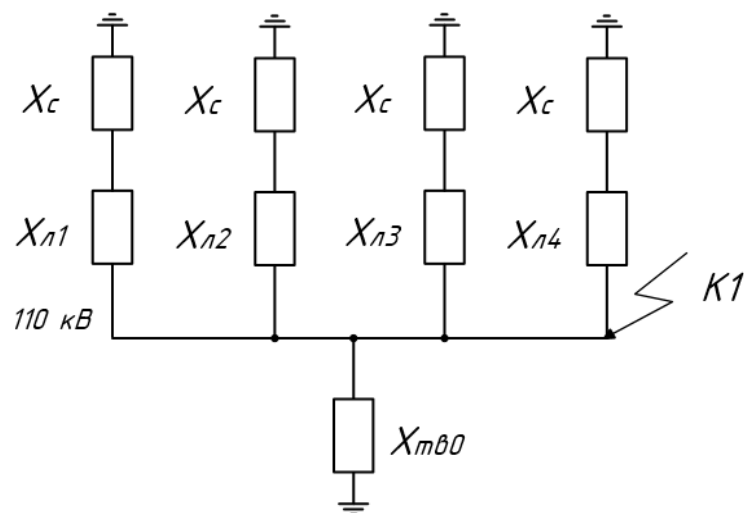


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета однофазного КЗ

Полученные значения подставим в таблицы RastrWin3.

Таблица 22 – Параметры узлов для расчета токов КЗ

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
у	1	с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220
зак	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220
зак	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220
у	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35
у	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35
у	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110
у	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110
у	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110
у	9	отпайка на ПС Анновка	110
у	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110
у	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110
у	12	с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110
у	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110
у	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110
у	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110
у	16	с.ш.110 кВ ПС Михайловка	110
у	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110
зак	18	с.т. Т6 РГРЭС	110
у	19	СН Т6 РГРЭС	35
у	20	ТГ6 РГРЭС	6,3
зак	21	с.т. Т7 РГРЭС	110
у	22	СН Т7 РГРЭС	35
у	23	ТГ7 РГРЭС	6,3
зак	24	с.т. Т2 ПС Волково	110
у	25	СН Т2 ПС Волково	35
у	26	НН Т2 ПС Волково	10,5
зак	27	с.т. Т1 ПС Волково	110
у	28	СН Т1 ПС Волково	35
у	29	НН Т1 ПС Волково	10,5
у	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110
у	31	отпайка на ПС Владимировка	110
у	32	с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110
у	33	1 отпайка на ПС Сетевая	110
у	34	2 отпайка на ПС Сетевая	110
у	35	1 отпайка на ПС Новая	110
у	36	2 отпайка на ПС Новая	110
у	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110
у	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110
у	39	1 с.ш. ПС Новая	110
у	40	2 с.ш. ПС Новая	110
у	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110
у	42	ТГ 4 БТЭЦ	10,5
у	43	ТГ 3 БТЭЦ	10,5
у	44	ТГ 2 БТЭЦ	10,5
у	45	ТГ 1 БТЭЦ	6,3
у	46	отпайка на ПС Кооперативная	110

1	2	3	4
у	47	1 отпайка на ПС Чигири	110
у	48	2 отпайка на ПС Чигири	110
у	49	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110
у	50	с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220
зак	51	с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220
зак	52	с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220
у	53	отпайка на ПС Кирпичная	110
у	54	1 отпайка на ПС Северная	110
у	55	2 отпайка на ПС Северная	110
у	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220
зак	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220

Таблица 23 – Параметры ветвей для расчета токов КЗ

Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	K _{т/г}	x0
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	6	7	8,955	15,781	97,622	0,000	47,343
ЛЭП	8	9	6,173	10,879	67,298	0,000	32,637
ЛЭП	9	10	4,514	7,955	49,210	0,000	23,865
ЛЭП	11	12	8,052	14,190	87,780	0,000	42,570
ЛЭП	12	13	5,539	9,761	60,382	0,000	29,283
ЛЭП	13	14	4,336	11,111	74,525	0,000	33,333
ЛЭП	15	16	10,080	25,830	173,250	0,000	77,490
ЛЭП	16	17	11,520	29,520	198,000	0,000	88,560
ЛЭП	30	31	2,192	5,617	37,675	0,000	16,851
ЛЭП	31	32	1,008	2,583	17,325	0,000	7,749
ЛЭП	32	33	0,160	0,410	2,750	0,000	1,230
ЛЭП	33	38	0,488	0,860	5,320	0,000	2,580
ЛЭП	33	35	0,528	1,353	9,075	0,000	4,059
ЛЭП	35	40	0,160	0,410	2,750	0,000	1,230
ЛЭП	32	34	0,160	0,410	2,750	0,000	1,230
ЛЭП	34	37	0,488	0,860	5,320	0,000	2,580
ЛЭП	34	36	0,528	1,353	9,075	0,000	4,059
ЛЭП	36	39	0,160	0,410	2,750	0,000	1,230
ЛЭП	36	41	0,167	0,729	4,488	0,000	2,188
ЛЭП	41	46	0,137	0,601	3,696	0,000	1,802
ЛЭП	46	48	0,345	1,512	9,303	0,000	4,535
ЛЭП	48	49	0,413	1,807	11,120	0,000	5,421
ЛЭП	41	47	0,461	2,016	12,408	0,000	6,049
ЛЭП	47	49	0,436	1,911	11,759	0,000	5,732
ЛЭП	49	53	0,178	0,455	3,053	0,000	1,365
ЛЭП	53	54	0,422	1,082	7,260	0,000	3,247
ЛЭП	54	32	0,470	1,205	8,085	0,000	3,616
ЛЭП	49	55	0,600	1,538	10,313	0,000	4,613
ЛЭП	55	32	0,470	1,205	8,085	0,000	3,616
ЛЭП	35	41	0,167	0,729	4,488	0,000	2,188
Выкл	4	5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЫКЛ	7	8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВЫКЛ	10	11	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВЫКЛ	30	13	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВЫКЛ	14	15	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВЫКЛ	37	38	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВЫКЛ	39	40	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Тр-р	1	2	2,415	178,521	0,000	1,000	178,521
Тр-р	2	6	7,891	2,460	0,000	0,526	2,460
Тр-р	2	5	2,410	340,535	0,000	0,167	340,535
Тр-р	1	3	2,748	160,087	0,000	1,000	160,087
Тр-р	3	6	8,978	25,254	0,000	0,526	25,254
Тр-р	3	4	2,742	317,035	0,000	0,167	317,035
Тр-р	17	18	0,462	21,335	0,000	1,000	21,335
Тр-р	18	19	0,462	-0,105	0,000	0,313	-0,105
Тр-р	18	20	0,462	13,745	0,000	0,054	13,745
Тр-р	17	21	0,447	20,632	0,000	1,000	20,632
Тр-р	21	22	0,447	-0,102	0,000	0,318	-0,102
Тр-р	21	23	0,447	13,292	0,000	0,054	13,292
Тр-р	13	24	5,206	147,183	0,000	1,000	147,183
Тр-р	24	25	5,206	0,000	0,000	0,329	0,000
Тр-р	24	26	5,206	85,467	0,000	0,094	85,467
Тр-р	30	27	5,206	147,183	0,000	1,000	147,183
Тр-р	27	28	5,206	0,000	0,000	0,329	0,000
Тр-р	27	29	5,206	85,467	0,000	0,094	85,467
Тр-р	41	45	0,475	18,019	36,900	0,054	18,019
Тр-р	41	44	0,375	12,293	0,000	0,087	12,293
Тр-р	41	43	0,375	12,293	0,000	0,087	12,293
Тр-р	41	42	0,201	7,684	0,000	0,087	7,684
Тр-р	50	51	0,491	48,666	0,000	1,000	48,666
Тр-р	51	49	0,491	-2,058	0,000	0,526	-2,058
Тр-р	50	52	0,491	48,666	0,000	1,000	48,666
Тр-р	52	49	0,491	-2,058	0,000	0,526	-2,058
Тр-р	56	57	0,491	48,666	0,000	1,000	48,666
Тр-р	57	17	0,491	-2,058	0,000	0,526	-2,058
ЛЭП	13	14	4,336	11,111	74,525	0,000	33,333
ЛЭП	15	16	10,080	25,830	173,250	0,000	77,490
ЛЭП	16	17	11,520	29,520	198,000	0,000	88,560

Таблица 24 – Параметры генераторов для расчета токов КЗ

N	Название	N узла	x	x2	E
1	2	3	4	5	6
1	ТГ 1 БТЭЦ	45	0	0,07	0
2	ТГ 2 БТЭЦ	44	0	0,169	0
3	ТГ 3 БТЭЦ	43	0	0,169	0
4	ТГ 4 БТЭЦ	42	0	0,136	0

1	2	3	4	5	6
5	ТГ 6 РГРЭС	20	0	0,085	0
6	ТГ 7 РГРЭС	23	0	0,085	0

Таблица 25 – Типы токов КЗ в рассматриваемых узлах

№	№ сост	Тип	П1	I 1	dI 1
1	1	3ф	30	5,425	-78,409
1	1	3ф	28	1,451	-85,414
1	1	3ф	29	3,324	-87,046
1	1	1ф	30	1,743	-82,625
1	1	1ф	28	0,723	-85,427

Таким образом по расчетам в модуле RastrKZ, действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени составит:

На ВН ПС 110 кВ Волково:

$$I_{ПОВН}^{(3)} = 5,425 \text{ кА.}$$

На СН ПС 110 кВ Волково:

$$I_{ПОСН}^{(3)} = 1,451 \text{ кА.}$$

На НН ПС 110 кВ Волково:

$$I_{ПОНН}^{(3)} = 3,324 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ в кА в начальный момент времени определяется по выражению:

$$i_{yDi} = \sqrt{2} \cdot I_{Пoi}^{(3)} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}), \quad (47)$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (сек), для 110 кВ – 0,03 с, для 35 кВ – 0,02 с, для 10 кВ – 0,015 с;

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{aoi} = \sqrt{2} \cdot I_{Пoi}. \quad (48)$$

Определим ударный и апериодический ток КЗ для ПС 110 кВ Волково.

Для точки К1:

$$i_{удВН} = \sqrt{2} \cdot 5,425 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}}) = 13,169 \text{ кА.}$$

$$i_{aoВН} = \sqrt{2} \cdot 5,425 = 7,672 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$i_{удСН} = \sqrt{2} \cdot 1,451 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 3,297 \text{ кА.}$$

$$i_{aoСН} = \sqrt{2} \cdot 1,451 = 2,052 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$i_{удНН} = \sqrt{2} \cdot 3,324 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,015}}) = 7,114 \text{ кА.}$$

$$i_{aoСН} = \sqrt{2} \cdot 3,324 = 4,701 \text{ кА.}$$

Также с помощью модуля RastrKZ рассчитаем, значения двухфазных и однофазного КЗ и приведем результаты расчета в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Трехфазное, кА	Двухфазное, кА	Однофазное, кА
K1	5,425	2,63	1,743
K2	1,451	0,723	–
K3	3,324	1,659	–

Тепловой импульс при срабатывании основной быстродействующей защиты, определяется по формуле:

$$B_k = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (49)$$

где $t_{откл}$ – отключения выключателя, определяемое по формуле:

$$t_{откл} = t_{pz} + t_{отклвыкл}, \quad (50)$$

где $t_{pz} = 0,01$ с – время срабатывания релейной защиты [8];

$t_{отклвыкл}$ – собственное время отключения выключателя. Для элегазовых выключателей принимается равным 0,07 с.

Для примера рассчитаем тепловой импульс для стороны ВН.

$$B_{кВН} = 5,425^2 \cdot ((0,01 + 0,07) + 0,03) = 3,237 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для сторон СН и НН расчет проводится аналогично.

$$B_{кСН} = 0,211 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{кНН} = 1,05 \text{ кА}^2\text{с}.$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор и проверка выключателей на ОРУ-110 кВ

Выключатель представляет собой коммутационный электрический аппарат, основная задача которого включение и отключение электрических цепей в нормальных режимах, а также автоматическое предотвращение развития аварий в течение короткого времени. Выбор выключателя, является важным этапом при проектировании плана реконструкции подстанции, от которого в большой степени зависит надежность электроснабжения.

При выборе выключателей должны выполняться определенные условия.

По номинальному напряжению:

$$U_{уст.ном} \leq U_{ап.ном}, \quad (51)$$

где $U_{ап.ном}$ – номинальное напряжение аппарата;

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

По номинальному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (52)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ап.ном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока.

Условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}. \quad (53)$$

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

Проверка по термической устойчивости выключателя осуществляется по формуле:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (54)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}, \quad (55)$$

где Δt - время действия резервных защит. Принимаем равным 2,5 с.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовые выключатели ВГТ-110 У1 с пружинным приводом и собственным временем отключения равным 0,038 с.

Тогда:

$$t_{\text{откл}} = 2,5 + 0,038 = 2,538 \text{ с.}$$

$$B_k = 5,425^2 \cdot (2,538 + 0,03) = 75,578 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока, определяется по формуле:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (56)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе. Для рассматриваемого выключателя равняется 45 %;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток выключателя. Для рассматриваемого выключателя равняется 40 кА.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток, передаваемый от системы, определяется по формуле:

$$i_{\max p} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}. \quad (57)$$

$$i_{\max p} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,084 \text{ кА.}$$

Таблица 27 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателя ВГТ-110-40-3150 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ап.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ап.ном}$
$I_{ап.ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 84 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,425 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{вкл.ном}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,425 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{вкл.откл}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,169 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 75,578 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$
$I_{ан.ом} = 25,456 \text{ кА}$	$I_{ао} = 7,672 \text{ кА}$	$I_{ао} \leq I_{ан.ом}$

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

5.2 Выбор и проверка ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, представляющее собой совокупность шкафов, включающих в себя специальные аппараты, измерительные и вспомогательные приборы.

Основные преимущества использования КРУ:

- 1) экономия пространства;
- 2) удобство монтажа и эксплуатации;
- 3) надежность в течении всего срока службы;
- 4) безопасность персонала.

На стороне СН выбираем КРУЭ ИРиС 35 кВ с вакуумными выключателями ВБР-35-25-1250 У3, у которых собственное время отключения составляет 0,045 с. Выключатели оснащены пружинно-моторным приводом. Для КРУЭ проведем проверку аналогичную проверке выключателей, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ.

$$t_{откл} = 2,5 + 0,045 = 2,545 \text{ с.}$$

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = 1,451^2 \cdot (2,545 + 0,02) = 5,4 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Максимальный рабочий ток:

$$i_{\max p} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,264 \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей тока при $\beta_n = 40 \%$ и $I_{откл} = 25 \text{ кА}$ для выключателя в КРУЭ 35 кВ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14,14 \text{ кА.}$$

Таблица 28 – Сравнение расчетных и каталожных данных КРУЭ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ап.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ап.ном}$
$I_{ап.ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 264 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}$
$I_{вкл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 1,451 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.ном}$
$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 1,451 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.откл}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,297 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 5,421 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$
$I_{ан.ом} = 14,14 \text{ кА}$	$I_{ао} = 7,672 \text{ кА}$	$I_{ао} \leq I_{ан.ом}$

Сравнение расчетных показывает, что выбранная марка КРУЭ на 35 кВ удовлетворяет требованиям.

Для стороны НН выбираем КРУ 10 кВ с вакуумными выключателями ВБ-10-31,5-1250 УЗ, у которых собственное время отключения составляет 0,04 с. Выключатели оснащены пружинно-моторным приводом.

$$t_{откл} = 2,5 + 0,04 = 2,54 \text{ с.}$$

Проверка по термической устойчивости:

$$B_k = 3,324^2 \cdot (2,54 + 0,015) = 28,23 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Максимальный рабочий ток:

$$i_{мах р} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,923 \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока при $\beta_n = 40 \%$ и $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ для выключателя в КРУ 10 кВ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 = 11,31 \text{ кА.}$$

Таблица 29 – Сравнение расчетных и каталожных данных КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ап.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ап.ном}$
$I_{ап.ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 923 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}$
$I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,324 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.ном}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,324 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.откл}$
$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,114 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$
$I_{ан.ом} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{ао} = 4,701 \text{ кА}$	$I_{ао} \leq I_{ан.ом}$

Сравнение расчетных показывает, что выбранная марка КРУ на 10 кВ удовлетворяет требованиям.

5.3 Выбор и проверка разъединителей на ОРУ-110 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, который предназначен для проведения коммутаций при отсутствии тока или когда он имеет незначительную величину.

Выбор разъединителя производится аналогично выбору выключателя, однако всязи с тем, что разъединители не предназначены для коммутации цепей, находящихся под током, проверка на отключающую способность не проводится.

На стороне ВН проверим существующие разъединители РНД3.1-110/1000 У1 и РНД3.2-110/1000 У1, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Таблица 30 – Сравнение расчетных и каталожных данных резъединителей РНД3.1-110/1000 У1 и РНД3.2-110/1000 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ап.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ап.ном}$
$I_{ап.ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 84 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,169 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 76,08 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 76,08 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$

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

5.4 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для того, чтобы выбрать трансформатор тока, необходимо определить нагрузку его вторичной обмотки. При этом должно выполняться условие:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (58)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, можно принять:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (59)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}, \quad (60)$$

где $R_{пр}$ – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$R_{приб}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток;

$R_{к}$ – переходное сопротивление контактов. Согласно [8] принимается равным 0,1 Ом.

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (61)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

ρ – удельное сопротивление материала. Для алюминия принимаем равным 0,028 Ом·мм²/м.

Таблица 31 – Зависимость длины кабеля от напряжения

U _{ном} , кВ	l, м
1	2
110	60
35	48
10	10

$$R_{приб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{I_{2H}^2}, \quad (62)$$

где $\Sigma S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_{2H} – вторичный номинальный ток прибора. На основе каталожных данных принимаем равным 5 А.

Измерительные приборы, подключаемые к ТТ на сторонах ВН, СН и НН перечислим в таблице ниже.

Таблица 32 – Измерительные приборы, присоединяемые к ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020	5	-	5
Варметр	СР3020	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0,12	-	0,12
Итого		14,12	4	14,12

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq (R_{приб} + R_{np} + R_{\kappa}). \quad (63)$$

$$R_{приб} = \frac{14,12}{5^2} = 0,57 \text{ Ом.}$$

Для сторон ВН, СН и НН принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм². Тогда сопротивление провода на стороне ВН будет равно:

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = 0,57 + 0,42 + 0,01 = 1,03 \text{ Ом.}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока электронный оптический трансформатор тока ТТЭО-110-0,2S/5ТРЕ63-2000/1-У1.

Таблица 33 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатор тока ТТЭО-110-0,2S/5ТРЕ63-2000/1-У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{pmax} = 84 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,169 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$Z_{2ном} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,03 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 76,08 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов сравнения, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для стороны стороны СН:

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 48}{4} = 0,336 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = 0,57 + 0,336 + 0,01 = 0,916 \text{ Ом.}$$

Выбираем трансформатор тока ТЛО-35-0,2S/5P-3000/5-У3.

Таблица 34 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора тока ТЛО-35-0,2S/5P-3000/5-У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{pmax} = 264 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,297 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,916 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I^2_{тер} \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 5,421 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_T$

Как видно из результатов сравнения, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Проведем расчет для стороны НН.

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = 0,57 + 0,07 + 0,01 = 0,65 \text{ ВА.}$$

На сторону НН выбираем трансформатора тока ТЛО-10-0,2S/5P-3000/5-У3.

Таблица 35 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора тока ТЛО-10-0,2S/5P-3000/5-У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{pmax} = 923 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 3,297 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,65 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I^2_{тер} \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,341 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_T$

Как видно из результатов сравнения, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор ТН осуществляется на основе схемы соединения обмоток, номинального напряжения, класса точности и вторичной нагрузке.

При этом должно выполняться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (64)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность выбранного ТН;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединяемых к трансформатору напряжения.

Измерительные приборы, подключаемые к ТН на сторонах ВН, СН и НН перечислим в таблице ниже.

Таблица 36 – Измерительные приборы, присоединяемые к ТН

Прибор	Тип	Число приборов	Мощность прибора	Собщ, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	1	5	5
Ваттметр	СР3021	3	5	15
Варметр	СВ3021	3	5	15
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	3	1	3
Итого:				38

На стороне ВН проверяем существующий трансформатор напряжения НАМИ-110-0,2-У1.

Таблица 37 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора напряжения НАМИ-110-0,2-У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
Класс точности 0,2	$S_p = 38 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$
$S_H = 120 \text{ ВА}$		

По результатам сравнения видно, что ТН соответствует условиям и может быть принят к установке.

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-35-1-0,2-УЗ.

Таблица 38 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-35-1-0,2-УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
Класс точности 0,2	$S_p = 38 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$
$S_n = 75 \text{ ВА}$		

По результатам сравнения видно, что ТН соответствует условиям и может быть принят к установке.

Для стороны НН выбираем трансформатор НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,2-УЗ.

Таблица 39 – Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-10-1-0,2-УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
Класс точности 0,2	$S_p = 38 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$
$S_n = 75 \text{ ВА}$		

По результатам сравнения видно, что ТН соответствует условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор жестких шин

Для выбора ошиновки необходимо определить ток на стороне НН, рассчитываемый по формуле:

$$I_{\max.нн} = \frac{1,3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot 10} \quad (65)$$

$$I_{\max.нн} = \frac{1,3 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1200,89 \text{ А.}$$

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А, применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шина коробчатого сечения. Учитывая эти условия, выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД 2*(60х6) с площадью сечения $S=360 \text{ мм}^2$ и допустимым током $I_{доп} = 1555 \text{ А}$.

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{по}^{(3)} = 3,324 \text{ кА}; T_a = 0,015; i_{yDi} = 7,114 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (66)$$

где $C = 91$ – для алюминиевых шин и кабелей.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{28,341 \cdot 10^3}}{91} = 1,85 \text{ мм}^2.$$

$$q_{\min} < S. \quad (67)$$

Длина пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц, определяется по формуле:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q_{\min}}}, \quad (68)$$

где J – момент инерции шины, определяемый по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}, \quad (69)$$

где b – толщина шины;

h – ширина шины.

Для шины ОД 2 $b = 0,06$ см и $h = 6$ см.

Принимаем расположение шин плашмя, тогда момент инерции определяется по выражению:

$$J = \frac{0,6 \cdot 6^3}{6} = 21,6 \text{ см}^4.$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,6}{2 \cdot 1,85}} = 2,1 \text{ м.}$$

Следовательно, длина пролета должна быть менее 2,1 м.

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины, определяется по формуле:

$$f = k_\phi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{4 \cdot b}, \quad (70)$$

где k_ϕ – коэффициент формы. Для двухполосных шины прямоугольного сечения принимается равным 0,4.

$$f = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7114^2}{4 \cdot 0,006} = 84,36 \text{ Н/м,}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии силы, определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{12 \cdot W_n}, \quad (71)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами;

W_n – момент сопротивления шины, который определяется по формуле:

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{3}, \quad (72)$$

$$W_n = \frac{6^2 \cdot 0,6}{3} = 7,2 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{84,36 \cdot 2,1^2}{12 \cdot 7,2} = 4,28 \text{ МПа}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

5.7 Выбор гибких шин

Для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 3 м; 35 кВ – 2 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

5.7.1 Выбор ошиновки на ОРУ-110 кВ

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

На стороне ВН выбираем гибкие шины марки АС-120/19, допустимый ток которых $I_{доп} = 390$ А, диаметр провода $d = 2,4$ мм.

Проведем проверку провода по длительно допустимому току:

$$I_{ДОН} \geq I_{раб. max}. \quad (73)$$

$$I_{раб. max} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{2} \cdot 110}. \quad (74)$$

$$I_{раб. max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{2} \cdot 110} = 117,57 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Проведем проверку по термическому действию тока КЗ:

$$q_{np} \geq q_{min}, \quad (75)$$

где q_{np} – сечение выбранного провода.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{83,29 \cdot 10^3}}{91} = 3,17 \text{ мм}^2.$$

Для выбранного провода сечением 120 мм^2 условие выполняется.

Проверка по условиям короны заключается в проверке условия:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (76)$$

где E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода;

E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование.

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (77)$$

где D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (78)$$

где m – коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода.

Для многопроволочных проводов принимается равным 0,82.

r_0 – радиус провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 300}{1,2}\right)} = 12,99 \text{ кВ/см.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 34,36 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot E = 13,9 < 0,9 \cdot E_0 = 30,92.$$

Условие выполняется.

5.7.2 Выбор ошиновки на ОРУ-35 кВ

На стороне СН также выбираем гибкие шины марки АС-120/19.

Проверку провода по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{2} \cdot 35} = 369,5 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ДОП}} > I_{\text{раб.мах}} \cdot \quad (79)$$

Условие выполняется.

Проведем проверку по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{5,42 \cdot 10^3}}{91} = 0,81 \text{ мм}^2.$$

$$q_{\text{нр}} > q_{\min} \cdot \quad (80)$$

Условие выполняется.

Проверка по условиям короны:

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1,2 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 200}{1,2}\right)} = 4,84 \text{ кВ/см.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 34,72 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot E = 5,18 < 0,9 \cdot E_0 = 31,25.$$

Условие выполняется.

5.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно

ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{расч}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (81)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (82)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (83)$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2-У1 с допустимой силой на изгиб $F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}$ и высотой изолятора $H_{из} = 1020 \text{ мм}$.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (84)$$

где l – длина пролета;

a – расстояние между осями проводников. Принимается равным 1.

K_h – поправочный коэффициент на высоту шины, определяемый по формуле:

$$K_h = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (85)$$

где b – толщина шины;

h – высота шины.

$$K_h = \frac{1020 + 2 + 8,5}{1020} = 1,01.$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,17^2}{1} \cdot 1,8 \cdot 1,01 \cdot 10^{-7} = 54,63 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} < F_{дон}. \quad (89)$$

Условие выполняется.

На сторону СН выбираем опорные изоляторы ОСК-20-35-А-2-У1.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{из} = 1050$ мм.

$$K_h = \frac{1050 + 5 + 25}{1050} = 1,03.$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{3,297^2}{1,15} \cdot 1,1 \cdot 1,03 \cdot 10^{-7} = 3,03 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} < F_{дон}. \quad (90)$$

Условие выполняется.

На сторону НН выбираем опорные изоляторы ОСК-25-10-А-2-У1.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 25000 = 15000 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{из} = 230$ мм.

$$K_h = \frac{230 + 10 + 60}{230} = 1,3.$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,114^2}{1,62} \cdot 1,5 \cdot 1,03 \cdot 10^{-7} = 1,3 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} < F_{доп}. \quad (91)$$

Условие выполняется.

5.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Таблица 40 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Нагрузка	Р, кВт	cos φ	Q, кВар
1	2	3	4
Система охлаждения силового трансформатора	20,6	0,8	15,45
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	2,9
Подогрев кафов КРУ 35 и 10 кВ	30	0,95	9,9
Освещение ОРУ	10	1	-
Отопление и освещение ОПУ	50	1	-
Маслохозяйство	80	0,8	60
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 35 и 10 кВ	14	0,85	8,68
Итого:	213,4		96,93

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (92)$$

где $P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная активная и реактивная мощность нагрузки;

$k_c = 0,8$ – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8;

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{213,4^2 + 96,93^2} = 187,51 \text{ кВА.}$$

Мощность ТСН определяется по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot 2} \text{ кВА},$$

$$S_{TCH} = \frac{187,51}{0,7 \cdot 2} = 133,93 \text{ кВА}.$$

К установке принимаем два трансформатора собственных нужд ТМ-160/10/0,4.

5.10 Выбор высокочастотных заградителей

На данный момент из-за широкого распространения волоконно-оптических линий передачи (ВОЛС), разумно использовать на проектируемой подстанции ВЧ-заградители с конденсаторами связи в качестве дополнительного канала связи.

Выбор ВЧ-заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5-У1 с конденсаторами связи СМПВ-110/3-6,4 и с фильтром присоединения ФПМ-Рс-2200/110-1000.

Таблица 41 – Сравнение расчетных и каталожных данных высокочастотного заградителя типа ВЗ-400-0,5-У1 для ВЛ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ап.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ап.ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 84 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}$
$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,169 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{терм} = 10 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,425 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{тер}$

ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для ВЛ 35 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5-У1 с конденсаторами связи СМ-66/ $\sqrt{3}$ -4,4 и с фильтром присоединения ФПМ-Рс-4400/26-40.

Таблица 42 – Сравнение расчетных и каталожных данных высокочастотного заградителя типа ВЗ-400-0,5 У1 для ВЛ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ап.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ап.ном}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 264 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}$
$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 3,297 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 1,451 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{тер}}$

ВЧ-заградитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.11 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный, который предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. В основу конструкции ОПН входят металлооксидные варисторы, формирующие колонки и выполненные из оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрывающие.

Для правильного выбора ОПН необходимо, чтобы был соблюден ряд условий.

Условие по наибольшему рабочему напряжению:

$$U_{\text{раб.макс}} \leq U_{\text{ном.раб}}, \quad (93)$$

где $U_{\text{раб.макс}}$ – наибольшее рабочее напряжение, определяемое по формуле:

$$U_{\text{раб.макс}} = \frac{1,05 \cdot U_{\text{раб}}}{\sqrt{3}}.$$

Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, учитывая их амплитуды и продолжительность.

$$U_{ном} \geq U_{экв}, \quad (94)$$

где $U_{экв}$ – наибольшее эквивалентное квазистационарное перенапряжение, определяемое по формуле:

$$U_{экв} = U_{\kappa} \left(\frac{T_{\kappa}}{10} \right)^m, \quad (95)$$

где U_{κ} – амплитуда квазистационарного перенапряжения;

m – показатель степени, описывающий характеристику ОПН, принимается равным 2;

T_{κ} – продолжительность квазистационарного перенапряжения, принимаем равным 0,1 с.

Условие обеспечения взрывобезопасности для ОПН с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА должно выполняться с учетом коэффициента запаса по току КЗ, равным 1,2. Поэтому:

$$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{по}, \quad (96)$$

где $I_{в.б}$ – ток взрывобезопасности.

Условие обеспечения необходимого защитного уровня коммутационных перенапряжений при значении остающегося напряжения на 20% ниже испытательного:

$$U_{ост.к} \leq \frac{U_{кн}}{1,2}, \quad (97)$$

где $U_{кн}$ – выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений, определяемый по формуле:

$$U_{кн} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}, \quad (98)$$

где $U_{исп50}$ – 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимается равным 200 кВ.

Еще одним важным условием выбора ОПН является обеспечение необходимого защитного координационного интервала по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0,2 - 0,25), \quad (99)$$

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

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН.

Предварительно для стороны ВН выбираем ОПН-П-110/88/10/550 У1.

Наибольшее рабочее напряжение:

$$U_{раб.макс} = \frac{1,05 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 66,68 \text{ кВ.}$$

Наибольшее эквивалентное квазистационарное перенапряжение:

$$U_{\text{экв}} = 110 \cdot \left(\frac{0,1}{10} \right)^{0,02} = 100,32 \text{ кВ.}$$

Для данного ОПН $U_{\text{ост.к}} = 215 \text{ кВ}$, тогда:

$$U_{\text{кн}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ.}$$

Таблица 43 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН-П-110/88/10/550 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном.раб}} = 88 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.макс}} = 66,68 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.макс}} \leq U_{\text{ном.раб}}$
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{экв}} = 100,32 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{экв}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{ПО}} = 1,2 \cdot 5,425 = 6,51 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{ПО}}$
$U_{\text{ост.к}} = 215 \text{ кВ}$	$\frac{U_{\text{кн}}}{1,2} = \frac{324,63}{1,2} = 285,53 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} \leq \frac{U_{\text{кн}}}{1,2}$

Защитный координационный интервал при $U_{\text{исп}} = 295 \text{ кВ}$.

$$A_{\text{зр}} = (295 - 215) / 295 = 0,27 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Для стороны СН выбираем ОПН-П-35/40,5/10/1-У1.

Расчет условий проводится аналогично расчету ОПН на стороне ВН.

Таблица 44 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН-П-35/40,5/10/1-У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном.раб}} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.макс}} = 21,22 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.макс}} \leq U_{\text{ном.раб}}$
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{экв}} = 31,92 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{экв}}$
$I_{\text{в.б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{ПО}} = 1,2 \cdot 1,451 = 1,74 \text{ кА}$	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{ПО}}$
$U_{\text{ост.к}} = 101 \text{ кВ}$	$\frac{U_{\text{кн}}}{1,2} = \frac{324,63}{1,2} = 285,53 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} \leq \frac{U_{\text{кн}}}{1,2}$

$$A_{гр} = (295 - 101) / 295 = 1,92 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Для стороны НН выбираем ОПН-П-10/10,5/10/2-УЗ.

Расчет условий проводится аналогично расчету ОПН на стороне ВН.

Таблица 45 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН-П-10/10,5/10/2-УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном.раб} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} = 6,06 \text{ кВ}$	$U_{раб.макс} \leq U_{ном.раб}$
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{экв} = 9,12 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{экв}$
$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{ПО} = 1,2 \cdot 3,324 = 3,98 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{ПО}$
$U_{ост.к} = 27 \text{ кВ}$	$\frac{U_{кн}}{1,2} = \frac{324,63}{1,2} = 285,53 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} \leq \frac{U_{кн}}{1,2}$

$$A_{гр} = (295 - 27) / 295 = 2,65 > 0,25.$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

5.12 Выбор аккумуляторных батарей

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (100)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Общее число элементов:

$$n_0 = \frac{230}{1,75} = 132.$$

Количество добавочных элементов определяется по формуле:

$$n_{доб} = n - n_0. \quad (101)$$

$$n_{доб} = 132 - 108 = 24.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (102)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{70}{25} = 2,94.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 3$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем аккумуляторную батарею NovAK 20PzS150.

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad (103)$$

где $I_{T \max}$ - максимальный толчковый ток. Для данного вида батарей равняется 500 А.

$$46 \cdot 3 = 138 \text{ А} < I_{T \max}.$$

Следовательно, нужно выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{500}{46} = 10,87.$$

Окончательно принимаем NovAK 20PzS150 с типовым номером 11.

Проведем проверку отклонения напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{T \max}}{N}. \quad (104)$$

$$I_p = \frac{500}{11} = 45,5.$$

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле равным 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110%. Таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Проведем выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (105)$$

где $I_{п}$ - ток постоянно включенной нагрузки.

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 11 + 20 = 21,65 \text{ А.}$$

Напряжение в конце заряда определяется по формуле:

$$U_{пз} = 2,2 \cdot n_0. \quad (106)$$

$$U_{пз} = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-380/260-40/80.

Зарядное устройство рассчитывается на ток разряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n \quad (107)$$

$$U_з = 2,75 \cdot 132 = 363 \text{ В.}$$

Выбираем зарядный агрегат из генератора постоянного тока П-91.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Расчет заземления

Заземление на ПС служит для отвода тока молний в землю от молниеотводов или других конструкций, в которые произошел удар молнии.

В данной ВКР рассчитаем заземлитель подстанции, выполненного в виде сетки, контур которой расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 метра. Это делается для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию мог находиться за пределами заземления.

Определяем площадь для заземлителя подстанции учитывая, что ширина ПС равняется 70 м, а длина 85 м:

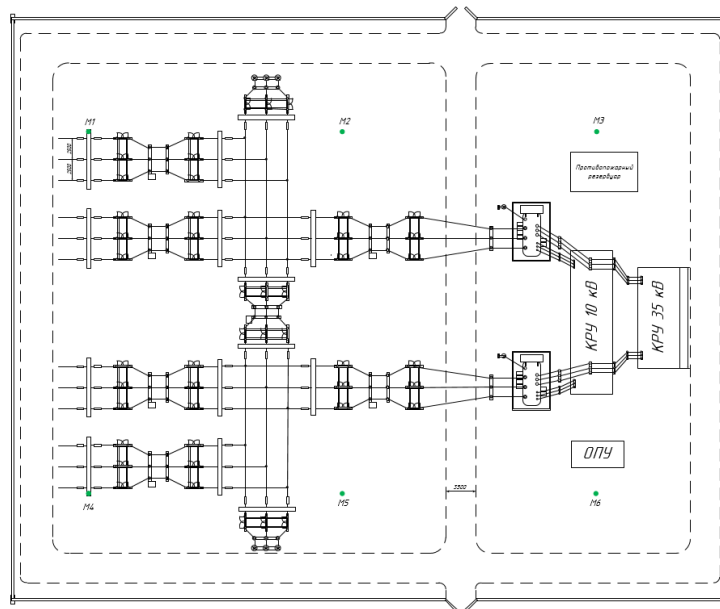


Рисунок 12 – План ПС 110 кВ Волково

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (108)$$

где – длина подстанции;

B – ширина подстанции.

$$S = (85 + 2 \cdot 1,5) \cdot (70 + 2 \cdot 1,5) = 6424 \text{ м}^2.$$

В качестве горизонтальных проводников принимаем прутковую сталь, диаметром 16 мм.

Механическая прочность определяется по формуле:

$$F_{МП} = \frac{\pi \cdot D_{np}^2}{4}, \quad (109)$$

где D_{np}^2 – диаметр проводников.

$$F_{МП} = \frac{3,14 \cdot 16^2}{4} = 201,062 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость проводится по формуле:

$$F_{ТС} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^{(1)2} \cdot t_{пз}}{400 \cdot \beta}}, \quad (110)$$

где β – коэффициент термической стойкости. Для стали принимается равным 21;

$I_{КЗ}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ.

$$F_{ТС} = \sqrt{\frac{(1,743 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 6,01 \text{ мм}^2.$$

По произведенному расчету делаем вывод, что выбранное сечение удовлетворяет условию по термической стойкости.

Проверка на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{np} + S_{CP}), \quad (111)$$

где S_{CP} – площадь прутка, определяемый по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + a_K, \quad (112)$$

где $T = 240$ – время использования заземлителя в месяцах за 20 лет;

Коэффициенты, зависящие от грунта:

$$a_K = 0,0026;$$

$$b_K = 0,00915;$$

$$c_K = -0,0104;$$

$$\alpha_K = 0,0224.$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668 \text{ мм}^2.$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (16 + 0,668) = 34,99 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{МП} \geq F_{KOP} + F_{ТС}. \quad (113)$$

$$201,062 \text{ мм}^2 > (F_{KOP} + F_{ТС}) = 53,71 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется. Окончательно принимаем $D_{np}^2 = 16 \text{ мм}^2$.

Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м и их длину 5 м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{A \cdot B}{a_{\text{зоп}}} + \frac{A \cdot B}{a_{\text{зоп}}}, \quad (114)$$

где $a_{\text{зоп}}$ – расстояние между полосами сетки. Принимаем равным 5 м.

$$L_{\Gamma} = \frac{85 \cdot 70}{5} + \frac{85 \cdot 70}{5} = 2380 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов, определяется по формуле:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (115)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами. Принимаем равным 12 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{6424}}{12} = 26,72.$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 19.

Стационарное сопротивление заземлителя, определяется по формуле:

$$R_{\text{Ci}} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + 19 \cdot l_B} \right), \quad (116)$$

где A – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов и площади подстанции. Принимается равным 0,4.

$l_B = 5$ м – длина вертикальных электродов;

ρ – общее удельное сопротивление грунта.

$$R_C = 43,62 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{6424}} + \frac{1}{2380 + 19 \cdot 5} \right) = 0,235 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление грунта:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H, \quad (117)$$

где α_H – импульсный коэффициент, определяемый по формуле:

$$\alpha_H = \frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эkv}} + 320) \cdot (I_M + 45)}, \quad (118)$$

где $I_M = 60 \text{ кА}$ – ток молнии.

$$\alpha_H = \frac{1500 \cdot \sqrt{6424}}{(43,62 + 320) \cdot (60 + 45)} = 3,15.$$

$$R_H = 0,235 \cdot 3,15 = 0,741 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом.}$$

В соответствии с требованиями [11] величина импульсного сопротивления заземляющего устройства должна быть не больше 4 Ом. По результатам расчета видно, что данное условие выполняется.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

Защитным средством оборудования на подстанции от прямых ударов молнии слежат молниеотводы. Принцип работы молниеотводов основан на свойстве молнии поражать объекты, находящиеся на наибольшей высоте. Таким образом, оборудование, которое будет ниже молниеотвода будет иметь наименьший шанс попадания в него прямого удара молнии. Пространство, в пределах, которого молниеотвод защищает объект, называется зоной защиты.

Для ПС 110 кВ Волково в данной ВКР выберем необходимое число молниеотводов и расстояния между ними таким образом, чтобы все необходимое оборудование находилось в пределах общей зоны защиты молниеотводов.

Примем для установки молниеотводы высотой 25 м.

Высота зоны защиты, определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (119)$$

где h – высота молниеотвода.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли, определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h. \quad (120)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне защищаемого объекта, определяется по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right), \quad (121)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11}{21,25}\right) = 12,66 \text{ м.}$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты

Высота внутренней зоны защиты на уровне земли между молниеотводами, определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (122)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Принимаем расстояние между молниеотводами равным 43 м, тогда:

$$h_{cx} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (43 - 25) = 18,06 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта, определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right), \quad (123)$$

где r_{c0} – половина ширины внутренней зоны на уровне земли.

$$r_{c0} = r_0. \quad (124)$$

Проведем расчет половины ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта для молниеотводов 1 и 4.

$$r_{cx} = 26,25 \cdot \left(\frac{18,06 - 11}{18,06} \right) = 10,26 \text{ м.}$$

Результаты параметров молниезащиты для остальных молниеотводов представим в таблице ниже.

Таблица 46 – Результаты расчета молниезащиты ПС 110 кВ Волково

Молниеотводы	h , м	L , м	$h_{эф}$, м	h_{cx} , м	r_0 , м	r_x , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	7	8
1-2	25	30	21,25	20,4	26,25	12,66	12,07
2-3	25	30	21,25	20,4	26,25	12,66	12,07
3-6	25	43	21,25	18,06	26,25	12,66	10,26
5-6	25	30	21,25	20,4	26,25	12,66	12,07
4-5	25	30	21,25	20,4	26,25	12,66	12,07
1-4	25	43	21,25	18,06	26,25	12,66	10,26

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПС 110 КВ ВОЛКОВО

Релейная защита – это комплексная система автоматического управления, предназначенная для быстрого выявления и устранения неисправностей в электрических сетях и электрооборудовании. Она представляет собой совокупность устройств, которые непрерывно контролируют состояние электрических цепей и оперативно реагируют на возникновение аварийных ситуаций.

Основная задача релейной защиты – обеспечение надёжной и бесперебойной работы электроэнергетической системы. В процессе эксплуатации электрических сетей могут возникать различные нештатные ситуации: короткие замыкания, перегрузки, обрывы фаз и другие виды повреждений оборудования. Без эффективной системы защиты эти неисправности могут привести к серьёзным последствиям: повреждению дорогостоящего оборудования, длительным перебоям в электроснабжении, угрозе безопасности персонала и возникновению пожаров.

Во процессе работы релейной защиты должны обеспечиваться следующие требования [28]:

1) Селективность – свойство релейной защиты, согласно которому релейная защита должна точно определять повреждённый элемент системы и подавать команду на его отключение только ближайшими к месту повреждения выключателями. Это позволяет минимизировать отключение неповреждённых участков сети и сохранить работоспособность остальной части системы.

2) Чувствительность – свойство, характеризующее способность выявлять повреждения в конце установленной для нее зоны действия в минимальном режиме работы энергосистемы.

3) Надежность – способность релейной защиты быть надёжной в эксплуатации и обеспечивать стабильную работу даже в сложных условиях, минимизируя вероятность ложных срабатываний и отказов.

4) Быстродействие – свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от электроэнергетической системы поврежденных элементов.

По иерархической значимости релейная защита делится на два вида:

1) Основная защита - это система защиты, предназначенная для работы при всех видах коротких замыканий и других ненормальных режимах работы в пределах всего защищаемого элемента. Основная защита действует без выдержки времени или с минимально возможной выдержкой времени, обеспечивая быстрое отключение повреждённого участка. Она является приоритетной и основной для предотвращения развития аварийных ситуаций.

2) Резервная - то вспомогательная система защиты, которая предназначена для работы в случаях отказа или вывода из действия основной защиты.

В соответствии с [28] для силового трансформатора мощностью 16 МВА в качестве основных защит используется дифференциальная и газовая защита, а в качестве резервной максимально токовая защита и защита от перегрузок.

Для линий электропередач 110 кВ в качестве основной защиты необходимо применять дифференциально-фазную защиту, защиту высокочастотной блокировки или продольную дифференциальную защиту линии. Из-за своих преимуществ в качестве основной защиты линий выбираем дифференциально-фазную защиту. В качестве резервной защиты для ЛЭП 110 кВ выступает ступенчатая защита, которая для линий 35 кВ выступает в роли основной.

7.1 Защита линий электропередач

7.1.1 Дифференциально-фазная защита

Дифференциально-фазная защита является основной защитой линии с абсолютной селективностью. Принцип действия основан на косвенном

сравнении фаз токов с разных сторон линии для определения места короткого замыкания. При нормальной работе линии и при внешних коротких замыканиях, фазы токов на концах линии будут отличаться на определенный угол. При внутреннем замыкании в зоне действия защиты, фазы токов на концах линии будут совпадать. Такой принцип действия позволяет выделить основные преимущества дифференциально-фазной защиты:

- 1) Быстродействие. Защита имеет минимальное время срабатывания, что позволяет быстро ликвидировать КЗ;
- 2) Абсолютная селективность. В отличие от других типов защиты, не реагирует на внешние короткие замыкания;
- 3) Нечувствительность к изменению нагрузки. Дифференциально-фазная защита не реагирует на изменение нагрузки, так как сравнивает фазы токов, а не их величину.

7.1.2 Ступенчатая защита линий

Токовые защиты линий основаны на том, что при возникновении короткого замыкания возникает увеличение тока в линии, величина которого зависит от расстояния от места КЗ до места установки защиты, режима работы питающей системы и вида короткого замыкания. Токовые защиты приходят в действие, когда ток в фазах линий начинает превышать значение, превышающее допустимое.

Трехступенчатая защита состоит из трех защит:

- 1) Мгновенная токовая отсечка;
- 2) Токовая отсечка с выдержкой времени;
- 3) Максимальная токовая защита.

Рассмотрим каждую из ступеней поподробней.

Мгновенная токовая отсечка (МТО) – защита, отключающая объект без выдержки по времени, когда ток превышает ток срабатывания защиты. Селективность МТО обеспечивается только при выборе соответствующего тока срабатывания. Например, если на смежных частях энергосистемы используются

МТО, то для того, чтобы сработала именно нужная отсечка, необходимо у другой ограничить зону действия.

К основным достоинствам МТО можно отнести ее простоту и быстрое действие. Однако у нее есть и недостатки. При ограничении зоны действия в конце линии образуется мертвая зона, при возникновении КЗ в которых защита не срабатывает.

Чтобы устранить этот недостаток используется вторая ступень защиты – токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ). Она дополняет первую ступень и обеспечивает защиту в конце линии. Также, как и МТО, ТОВВ срабатывает, когда ток в линии превышает допустимое значение, однако уже не мгновенно, а через определенное время. Выдержка времени обычно равна ступени селективности – наименьшей выдержке времени, обеспечивающая селективное действие, равной 0,3-0,6 с.

В случае, когда происходит отказ первой и второй ступени, используется третья ступень – максимальная токовая защита (МТЗ), предназначенная для ближнего и дальнего резервирования. Это значительно повышает надежность как самой релейной защиты, так и электрической системы в целом. Для дальнего резервирования МТЗ должна иметь высокую чувствительность, для этого ее ток срабатывания отстраивается не от токов в режимах КЗ, а от токов нормальных режимов. Селективность обеспечивается выбором соответствующей выдержки времени, которая нарастает по мере приближения к источнику питания.

7.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Расчет дифференциальной защиты рассматриваемых трансформаторов проведем с применением устройства микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ. Для этого необходимо определить коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных на сторонах трансформаторов.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока, определяется по формуле:

$$n_m = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{5}, \quad (126)$$

где K_{cx} - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока. Для треугольника и звезды принимаем 1,732 и 1 соответственно.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{n_m} < 5A. \quad (127)$$

Расчет сводим в таблицу.

Таблица 47 – Результаты расчет параметров для расчет релейной защиты

Наименование Величины	Числовое значение для стороны		
	110 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	84	264	923
Схема соединения трансформатора тока	Y	Y	Δ
Коэффициент схемы	1	1	1,732
Коэффициент трансформации ТТ	$\frac{84}{5}$	$\frac{264}{5}$	$\frac{923}{5}$
Установочный коэффициент трансформации тока	$\frac{100}{5}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{100}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, А	4,2	4,4	7,99
Величина РПН, %	±9х1,78%		

Из таблицы следует, что в качестве основной следует брать сторону НН, имеющую больший вторичный номинальный ток.

7.2.1 Дифференциальная защита (ДЗТ-1)

Выбор уставки ДЗТ1, осуществляется по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗвнешМАХ*}}, \quad (128)$$

где $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}$ – относительное значение уставки срабатывания отсечки;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{НБ}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ. Если на сторонах ВН, СН и НН используется трансформатор тока с вторичным номинальным током 5 А, то можно принять $k_{\text{НБ}} = 0,7$;

$I_{\text{КЗвнешМАХ}}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Максимальный ток внешнего КЗ приведенного к стороне ВН, определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗвнешМАХ}} = \frac{I_{\text{ПОНН}}^{(3)}}{K_t}, \quad (129)$$

где K_t – коэффициент трансформации.

$$I_{\text{КЗвнешМАХ}} = \frac{3324}{\left(\frac{115}{11}\right)} = 317,95 \text{ А.}$$

Относительное значение максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{КЗвнешМАХ*}} = \frac{I_{\text{КЗвнешМАХ}}}{I_{\text{ном}}}. \quad (130)$$

$$I_{KЗвнешMAX*} = \frac{317,95}{85} = 3,79 \text{ А.}$$

Уставка дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 3,79 = 3,18.$$

Принимаем ближайшую величину уставки $\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 3,2$.

Ток старобатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{диф} = 3,2 \cdot 84 = 268,8 \text{ А.}$$

7.2.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Базовая уставка $\frac{I_{диф}}{I_{ном}}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Для расчета принимаем базовую уставку равной 0,4.

Расчетный ток небаланса определяется по следующий формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \cdot I_{СКВ}, \quad (131)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим. Принимается равным 3;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Принимается равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме. Принимается равным 0,1.

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. Принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$ - сквозной ток.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) \cdot I_{\text{СКВ}}, \quad (132)$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,5 \cdot I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (133)$$

где $k_{\text{ОТС}} = 1,5$ - коэффициент отстройки.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,5 \cdot 0,4 \cdot I_{\text{СКВ}} = 0,6 \cdot I_{\text{СКВ}}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}). \quad (134)$$

$$k_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8.$$

Коэффициент торможения, определяется по формуле:

$$k_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot k_{\text{ОТС}} \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) / k_{\text{СН.Т}}. \quad (135)$$

$$k_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot 1,3 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,75 = 87\%.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{100}{k_{ТОРМ}}. \quad (136)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,4 \cdot \frac{100}{87} = 0,462.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики, определяется по условию:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}. \quad (137)$$

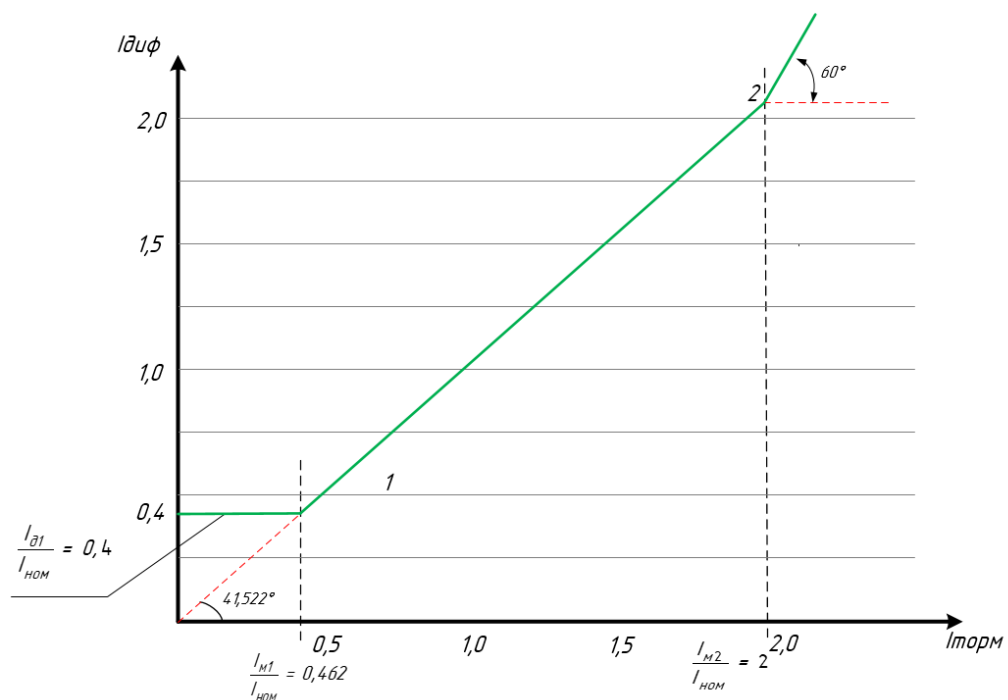


Рисунок 13 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-ТЗ»

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 $\frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}}$, а уставка по времени порядка нескольких

секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 0,1.$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

7.3 Максимальная токовая защита

На трансформаторах помимо с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних КЗ в случае отказа защит. В качестве защит от внешних КЗ применяются токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие. МТЗ должна иметь выдержку по времени. По этой причине в качестве основной защиты она используется только на маломощных трансформаторах.

7.3.1 Расчет уставок МТЗ-1

Уставка токового органа МТЗ-1, определяется по формуле:

$$I_{ТО} = k_{ОТС} \cdot I_{КЗвнешМАХ}, \quad (138)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки. Принимается равным 1,3.

$$I_{ТО} = 1,3 \cdot 317,95 = 413,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки:

$$I_{CP.TO} = \frac{I_{TO} \cdot k_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (139)$$

$$I_{CP.TO} = \frac{413,3 \cdot 1}{\left(\frac{100}{5}\right)} = 20,67 \text{ А.}$$

Данная токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, следовательно, время срабатывания принимается равным 0,1 с.

7.3.2 Расчет уставок МТЗ-2

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (140)$$

где $k_{над}$ - коэффициент надежности. Принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ - коэффициент самозапуска. Принимается равным 1,0;

k_B - коэффициент возврата устройства. Принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$ - максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{MT3} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 84 = 106,11 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2:

$$I_{CP.MT3} = \frac{I_{MT3} \cdot k_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (141)$$

$$I_{CP.MT3} = \frac{106,11 \cdot 1}{\left(\frac{100}{5}\right)} = 5,31 \text{ А.}$$

Время срабатывания принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MTЗ} = t_{\text{макс}} + \Delta t . \quad (142)$$

$$t_{MTЗ} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

7.4 Защита от перегрузки

Согласно ПУЭ защита от перегрузки устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защиту от перегрузки трансформатора, установленного на подстанции с дежурным персоналом, выполняют с действием на сигнал. На трехобмоточных трансформаторах защиту от перегрузок нужно установить таким способом, чтобы она реагировала на перегрузку любой из трех обмоток.

Чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ном} , \quad (143)$$

где - коэффициент отстройки защиты от перегрузки. Принимается равным 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле. Принимается равным 0,92;

$I_{ном2}$ - номинальный ток вторичной стороны трансформатора.

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,2 = 110,25 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{CP} = \frac{K_{cx}}{K_I} \cdot I_{C3} . \quad (144)$$

$$I_{CP} = \frac{1}{20} \cdot 110,25 = 5,513 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузок выбирается большим чем время срабатывания остальных защит.

$$t_{ПЕР} = t_{МТЗ} + \Delta t . \quad (145)$$

$$t_{ПЕР} = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

7.5 Газовая защита трансформаторов

Для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более или мощностью 1000÷4000 кВА, но имеющих быстродействующую защиту, обязательным условием является применение газовой защиты.

Действие газовой защиты основано на том, что всякое даже незначительное повреждение, а также повышение нагрева внутри бака трансформатора вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа.

Степень величины выделения газов зависит от того на сколько сильно повышается температура. При возникновении короткого замыкания температура масла возрастает значительно, что способствует бурному выделению газов. При этом давление повышается многократно и защита вырабатывает сигнал на отключение. При нарушении изоляции и межвитковых замыканиях температура увеличивается не так сильно и соответственно газы выделяются менее интенсивно. В таких случаях газовое реле вырабатывает сигнал на оповещение диспетчера или оперативного персонала.

8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1 Расчет и анализ максимального режима

Таблица 48 – Параметры узлов ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	Номер	Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг
1	2	3	4	5	6	7	8
База	1	с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220	0,000	0,000	58,336	33,503
Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	9,441	6,505	0,000	0,000
Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	9,441	6,505	0,000	0,000
Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	0,885	0,336	0,000	0,000
Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	0,885	0,336	0,000	0,000
Нагр	9	отпайка на ПС Анновка	110	0,371	0,096	0,000	0,000
Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	0,785	0,112	0,000	0,000
Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	0,785	0,112	0,000	0,000
Нагр	12	с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110	14,998	3,046	0,000	0,000
Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	18,333	5,165	0,000	0,000
Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	18,333	5,165	0,000	0,000
Нагр	16	с.ш.110 кВ ПС Михайловка	110	3,479	0,777	0,000	0,000
Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	42,949	26,796	0,000	0,000
Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	19	СН Т6 РГРЭС	35	16,800	6,200	0,000	0,000
Ген-	20	ТГ6 РГРЭС	6,3	4,500	3,200	50,000	6,440
Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	22	СН Т7 РГРЭС	35	3,300	2,000	0,000	0,000
Ген-	23	ТГ7 РГРЭС	6,3	0,500	0,300	33,000	-3,818
Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	25	СН Т2 ПС Волково	35	3,431	0,614	0,000	0,000
Нагр	26	НН Т2 ПС Волково	10,5	6,624	0,833	0,000	0,000
Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	28	СН Т1 ПС Волково	35	3,431	0,614	0,000	0,000
Нагр	29	НН Т1 ПС Волково	10,5	6,624	0,833	0,000	0,000
Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	31	отпайка на ПС Владимировка	110	12,789	2,855	0,000	0,000
Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	33	1 отпайка на ПС Сетевая	110	34,639	5,258	0,000	0,000
Нагр	34	2 отпайка на ПС Сетевая	110	34,639	5,258	0,000	0,000
Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110	10,737	2,852	0,000	0,000
Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110	10,737	2,852	0,000	0,000

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110	19,200	4,700	0,000	0,000
Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110	35,400	10,000	0,000	0,000
Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110	8,000	1,800	0,000	0,000
Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110	9,300	2,900	0,000	0,000
Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	54,528	15,434	0,000	0,000
Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	10,5	9,200	7,100	111,460	29,668
Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	10,5	13,600	10,500	102,530	21,768
Ген	44	ТГ 2 БТЭЦ	10,5	13,500	12,900	99,910	16,160
Ген	45	ТГ 1 БТЭЦ	6,3	18,200	13,700	57,100	15,324
Нагр	46	отпайка на ПС Кооперативная	110	10,726	1,850	0,000	0,000
Нагр	47	1 отпайка на ПС Чигири	110	17,300	6,250	0,000	0,000
Нагр	48	2 отпайка на ПС Чигири	110	17,300	6,250	0,000	0,000
Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	104,931	17,405	0,000	0,000
База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	0,000	0,000	89,223	77,513
Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220	0,000	0,000	0,000	0,000
Нагр	53	отпайка на ПС Кирпичная	110	10,028	1,473	0,000	0,000
Нагр	54	1 отпайка на ПС Северная	110	13,374	2,253	0,000	0,000
Нагр	55	2 отпайка на ПС Северная	110	13,374	2,253	0,000	0,000
База	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220	0,000	0,000	46,122	65,588
Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220	0,000	0,000	0,000	0,000

Для нового варианта сети перечислим только те ветви, которые по данному проекту были реконструированы и добавлены. При этом учтем, что параметры для 1 и 2 цепей ВЛ на транзите РГРЭС – Волково одинаковы.

Таблица 49 – Параметры ветвей ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название ветви	R	X	B	Кт/r
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	4,336	11,111	74,525	0
ЛЭП	15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	10,08	25,83	173,25	0
ЛЭП	16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	11,52	29,52	198	0

Проведем расчет нормального режима.

Таблица 50 - Показатели тока в линиях электропередачи, в нормальном режиме

N_нач	N_кон	Название ветви	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток, А	Токовая загрузка ЛЭП, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	63,069	63,874	390,000	503,100	12,696
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	54,922	55,704	390,000	503,100	11,072
9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	53,791	54,570	390,000	503,100	10,847
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	46,785	48,758	390,000	503,100	9,692
12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	29,448	30,209	390,000	503,100	6,004
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	25,644	29,557	390,000	503,100	5,875
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	73,809	74,309	390,000	503,100	14,770
16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	82,635	84,450	390,000	503,100	16,786
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	174,137	173,285	520,000	670,800	25,960
31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	237,112	236,753	520,000	670,800	35,348
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	48,042	48,228	520,000	670,800	7,190

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4	5	6	7	8
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	179,135	179,234	390,000	503,100	35,626
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	349,505	349,456	520,000	670,800	52,103
35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	47,179	47,235	520,000	670,800	7,042
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	79,570	79,629	520,000	670,800	11,871
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	96,111	96,198	390,000	503,100	19,121
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	338,224	338,180	520,000	670,800	50,421
36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	39,710	39,751	520,000	670,800	5,926
36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	430,414	430,386	710,000	915,900	46,994
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	217,962	217,942	710,000	915,900	23,798
46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	167,319	167,220	710,000	915,900	18,268
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	97,601	97,176	710,000	915,900	10,656
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	176,837	176,722	710,000	915,900	19,307
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	104,884	104,482	710,000	915,900	11,452
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	201,453	201,546	510,000	657,900	30,635

Продолжение таблицы 45

1	2	3	4	5	6	7	8
53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	155,447	155,709	510,000	657,900	23,668
54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	97,873	98,275	510,000	657,900	14,938
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	162,861	163,221	510,000	657,900	24,809
55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	104,409	104,793	510,000	657,900	15,928
35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	448,703	448,670	710,000	915,900	48,990
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	25,644	29,557	390,000	503,100	5,875
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш.110 кВ ПС Михайловка	73,809	74,309	390,000	503,100	14,770
16	17	с.ш.110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	82,635	84,450	390,000	503,100	16,786

Таблица 51 – Величины отклонения напряжений в нормальном режиме

Название	Уном, В	Урасч, В	Отклонение, %
1	2	3	4
с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220	235,000	6,818
с.т. АТ1 ПС Хвойная	220	228,614	3,916
с.т. АТ2 ПС Хвойная	220	228,768	3,985
1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	36,629	4,654
2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	36,470	4,201
с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	120,159	9,235
1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	118,973	8,157
2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	118,973	8,157
отпайка на ПС Анновка	110	118,212	7,466
1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	117,626	6,933
2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	117,626	6,933
с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110	116,606	6,006

1	2	3	4
2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	116,792	6,174
1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	116,249	5,681
2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	116,249	5,681
с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	110	117,401	6,728
с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	118,479	7,709
с.т. Т6 РГРЭС	110	116,512	5,920
СН Т6 РГРЭС	35	36,395	3,985
ТГ6 РГРЭС	6	6,230	-1,111
с.т. Т7 РГРЭС	110	116,162	5,602
СН Т7 РГРЭС	35	36,914	5,469
ТГ7 РГРЭС	6	6,270	-0,476
с.т. Т2 ПС Волково	110	113,374	3,067
СН Т2 ПС Волково	35	37,240	6,400
НН Т2 ПС Волково	10	10,556	0,535
с.т. Т1 ПС Волково	110	113,374	3,067
СН Т1 ПС Волково	35	37,240	6,400
НН Т1 ПС Волково	10	10, 556	0,535
1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	116,792	6,174
отпайка на ПС Владимировка	110	117,982	7,257
с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	118,700	7,909
1 отпайка на ПС Сетевая	110	118,669	7,880
2 отпайка на ПС Сетевая	110	118,703	7,912
1 отпайка на ПС Новая	110	119,052	8,229
2 отпайка на ПС Новая	110	119,068	8,244
1 с.ш. ПС Сетевая	110	118,591	7,810
2 с.ш. ПС Сетевая	110	118,450	7,682
1 с.ш. ПС Новая	110	119,051	8,229
2 с.ш. ПС Новая	110	119,029	8,209
с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	119,252	8,411
ТГ 4 БТЭЦ	10	10,500	0,000
ТГ 3 БТЭЦ	10	10,470	-0,286
ТГ 2 БТЭЦ	10	10,400	-0,952
ТГ 1 БТЭЦ	6	6,450	2,381
отпайка на ПС Кооперативная	110	119,215	8,377
1 отпайка на ПС Чигири	110	119,183	8,348
2 отпайка на ПС Чигири	110	119,174	8,340
с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	119,280	8,436
с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	235,000	6,818
с.т АТ 1 ПС Благовещенская	220	226,542	2,974
с.т АТ 2 ПС Благовещенская	220	226,542	2,974
отпайка на ПС Кирпичная	110	119,154	8,322
1 отпайка на ПС Северная	110	118,904	8,094
2 отпайка на ПС Северная	110	118,913	8,103

1	2	3	4
с.ш 220 кВ РГРЭС	220	235,000	6,818
с.т. АТ9 РГРЭС	220	224,823	2,192

По приведенным результатам видно, что ВЛ загружены оптимально. Из этого можно сделать вывод, что сечение этих линий подобрано верно. Отклонения напряжения не превышают нормативных значений.

8.2 Расчет и анализ послеаварийного и ремонтного режимов

Для оценки состояния электроэнергетической системы рассматриваемого района реконструкции в условиях аварийных ситуаций проведем расчет аварийного режима.

Таблица 52 – Показатели тока в линиях электропередачи, в послеаварийном режиме.

N_нач	N_кон	Название ветви	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно допустимый ток, А	Расчетный ток, А	Токовая загрузка ЛЭП, о.е
1	2	3	4	5	6	7	8
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	202,076	203,866	390,000	503,100	40,522
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	194,055	195,212	390,000	503,100	38,802
9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	192,975	193,792	390,000	503,100	38,520
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	185,168	186,591	390,000	503,100	37,088
12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	101,794	102,960	390,000	503,100	20,465
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	45,447	44,814	390,000	503,100	9,033

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4	5	6	7	8
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш.110 кВ ПС Михайловка	151,232	148,970	390,000	503,100	30,060
16	17	с.ш.110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	0,000	0,000	390,000	503,100	0,000
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	73,601	74,062	520,000	670,800	11,041
31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	0,000	0,000	520,000	670,800	0,000
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	78,575	78,753	520,000	670,800	11,740
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	178,445	178,544	390,000	503,100	35,489
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	312,660	312,659	520,000	670,800	46,610
35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	47,036	47,092	520,000	670,800	7,020
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	65,591	65,739	520,000	670,800	9,800
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	95,742	95,828	390,000	503,100	19,048
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	301,677	301,684	520,000	670,800	44,974
36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	39,590	39,631	520,000	670,800	5,908
36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	392,463	392,453	710,000	915,900	42,850

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4	5	6	7	8
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	252,261	252,238	710,000	915,900	27,542
46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	201,815	201,717	710,000	915,900	22,035
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	129,843	129,491	710,000	915,900	14,177
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	211,235	211,118	710,000	915,900	23,063
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	137,704	137,366	710,000	915,900	15,035
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	129,228	129,357	510,000	657,900	19,662
53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	89,802	90,202	510,000	657,900	13,711
54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	62,237	62,785	510,000	657,900	9,543
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	95,595	96,137	510,000	657,900	14,613
55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	62,545	63,102	510,000	657,900	9,591
35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	410,265	410,249	710,000	915,900	44,794
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	45,447	44,814	390,000	503,100	9,033
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш.110 кВ ПС Михайловка	151,232	148,970	390,000	503,100	30,060

1	2	3	4	5	6	7	8
16	17	с.ш.110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	317,916	314,701	390,000	503,100	63,191

Таблица 53 – Величины отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Название	Uном, В	Uрасч, В	Отклонение, %
1	2	3	4
с.ш.220 кВ ПС Хвойная	220	235,000	6,818
с.т. АТ1 ПСХвойная	220	223,220	1,463
с.т. АТ2 ПСХвойная	220	223,968	1,803
1 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	35,784	2,240
2 с.ш. 35 кВ ПС Хвойная	35	35,516	1,474
с.ш. 110 кВ ПС Хвойная	110	117,040	6,400
1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	112,477	2,252
2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная	110	112,477	2,252
отпайка на ПС Анновка	110	109,488	-0,465
1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	107,323	-2,433
2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	110	107,323	-2,433
с.ш.110 кВ ПС Ивановка	110	103,607	-5,812
2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	102,115	-7,168
1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	102,575	-6,750
2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	110	102,575	-6,750
с.ш.110 кВ ПС Михайловка	110	106,590	-3,100
с.ш. 110 кВ РГРЭС	110	116,780	6,163
с.т. Т6 РГРЭС	110	115,842	5,311
СН Т6 РГРЭС	35	36,185	3,386
ТГ6 РГРЭС	6	6,230	-1,111
с.т. Т7 РГРЭС	110	115,495	4,995
СН Т7 РГРЭС	35	36,702	4,863
ТГ7 РГРЭС	6	6,270	-0,476
с.т. Т2 ПС Волково	110	98,000	-10,909
СН Т2 ПС Волково	35	32,750	-6,429
НН Т2 ПС Волково	10	9,258	-11,824
с.т. Т1 ПС Волково	110	98,000	-10,909
СН Т1 ПС Волково	35	32,750	-6,429
НН Т1 ПС Волково	10	9,258	-11,824
1 с.ш. 110 кВ ПС Волково	110	102,115	-7,168
отпайка на ПС Владимировка	110	101,691	-7,553
с.ш. 110 кВ ПС Центральная	110	119,188	8,353
1 отпайка на ПС Сетевая	110	119,129	8,299
2 отпайка на ПС Сетевая	110	119,163	8,330
1 отпайка на ПС Новая	110	119,416	8,560

1	2	3	4
2 отпайка на ПС Новая	110	119,432	8,575
1 с.ш. ПС Сетевая	110	119,051	8,228
2 с.ш. ПС Сетевая	110	118,911	8,101
1 с.ш. ПС Новая	110	119,415	8,559
2 с.ш. ПС Новая	110	119,393	8,539
с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110	119,571	8,701
ТГ 4 БТЭЦ	10	10,500	0,000
ТГ 3 БТЭЦ	10	10,470	-0,286
ТГ 2 БТЭЦ	10	10,400	-0,952
ТГ 1 БТЭЦ	6	6,450	2,381
отпайка на ПС Кооперативная	110	119,530	8,664
1 отпайка на ПС Чигири	110	119,490	8,627
2 отпайка на ПС Чигири	110	119,481	8,619
с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	110	119,576	8,706
с.ш. 220 кВ ПС Благовещенская	220	235,000	6,818
с.т. АТ 1 ПС Благовещенская	220	227,066	3,212
с.т. АТ 2 ПС Благовещенская	220	227,066	3,212
отпайка на ПС Кирпичная	110	119,483	8,621
1 отпайка на ПС Северная	110	119,308	8,462
2 отпайка на ПС Северная	110	119,317	8,470
с.ш. 220 кВ РГРЭС	220	235,000	6,818
с.т. АТ9 РГРЭС	220	221,521	0,692

По результатам расчета послеаварийных режимов видно, что значения отклонения напряжения в некоторых узлах превышают допустимые значения. Однако такие значения отклонений напряжения можно устранить, используя устройства РПН. Ток по линиям не превышает длительно допустимых значений.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Обеспечение безопасности на реконструируемом объекте

9.1.1 Опасные производственные факторы на проектируемом объекте

Обеспечение безопасной работы на трансформаторной подстанции является одним из важнейших пунктов в рассматриваемом проекте. При производстве мероприятий, направленных на реконструкцию и эксплуатацию подстанции, рабочий персонал может столкнуться со следующими вредными факторами:

1) Опасность поражения электрическим током. Человек, как правило не может заблаговременно обнаружить присутствие электрического тока в токоведущих частях, так как он не имеет никаких внешних признаков и даже наличие защитных устройств не всегда способно защитить человека от случайного попадания под напряжение. Воздействие тока может оказывать серьезные последствия на организм человека, вызывая ожоги на поверхности тела различной степени, разрыв и расслоение мышечной ткани и суставов, разложение состава крови и других жидкостей, а также судорожное сокращение мышц сердца и легких.

2) Опасность при работах на высоте. При выполнении строительных или обслуживающих работ персоналом на высоте, возникает риск получения травм при падении. Это может произойти в результате потери равновесия персоналом, неправильного закрепления страхового оборудования, разрушения конструкции, на которых производятся работы и т.д. Следует также учитывать ситуации, при которых на человека с высоты могут упасть различные материалы или инструменты, что в последствии приводит к травмам или даже смерти. Чтобы снизить риски, при работах на высоте необходимо использовать защитные ограждения, средства коллективной или индивидуальной защиты и проводить оценку профессиональных рисков.

3) Влияние электромагнитного поля. Электромагнитные излучения при постоянном воздействии могут привести к возникновению радиоволновой болезни, которая на начальном этапе проявляется в виде головокружений, головных болей, бессонницы, усталости, ухудшения концентрации внимания, депрессивных состояний. В отличие от кратковременного воздействия, при длительном действии электромагнитных лучей нарушается биоэнергетическое равновесие организма и возрастает риск развития серьёзных заболеваний, таких как сердечная аритмия, падение или увеличение уровня сахара в крови, не проходящие респираторные заболевания.

4) Работа с элегазом. Элегаз - электротехнический газ - представляет собой шестифтористую серу (гексофторид серы). Элегаз применяется в качестве изолирующего материала в электрооборудовании. Элегаз отличается высокой текучестью, позволяющей ему просачиваться через уплотнительные соединения или через металлические оболочки контейнеров. При скоплении элегаза в большой концентрации, может возникнуть среда с пониженным содержанием кислорода, непригодной для дыхания.

9.1.2 Перечень мероприятий, направленных на защиту человека

В рамках плана реконструкции ПС 110 кВ Волково были рассмотрены основные мероприятия и проектные решения, применяемые для обеспечения требуемого уровня безопасности рабочего персонала при реконструкции и дальнейшей эксплуатации объекта.

На любом объекте, где производятся работы с электрическим оборудованием, персонал должен использовать средства защиты. При работе в электроустановках используются:

- 1) средства защиты от поражения электрическим током;
- 2) средства защиты от электрических полей повышенной напряженности, коллективные и индивидуальные;

3) средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с государственным стандартом (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, специальная защитная одежда).

Каждый работник обязан знать, как правильно применять те или иные средства защиты, а также перед непосредственным использованием в работе, их предварительно необходимо проверить в соответствии с СО 153-34.03.603-2003 «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках».

На рассматриваемом объекте для обеспечения безопасности человека проводят организационные и технические мероприятия в соответствии с Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок".

К организационным мероприятиям относятся:

- 1) оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2) выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- 3) допуск к работе; надзор во время работы;
- 4) оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Технические мероприятия по электробезопасности — это действия, которые должен выполнить электротехнический персонал при проведении работ со снятием или без снятия напряжения. К ним относятся:

- 1) выполнение отключений и принятие мер, препятствующих подаче напряжения вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- 2) вывешивание на приводах ручного и на ключах дистанционного управления запрещающих плакатов;
- 3) проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- 4) установка заземления;
- 5) вывешивание указательных плакатов "Заземлено";
- 6) ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов.

При устройстве на работу и в процессе трудовой деятельности работник может проходить следующие виды инструктажей по охране труда [1]:

- 1) Вводный;
- 2) Первичный на рабочем месте;
- 3) Повторный на рабочем месте;
- 4) Внеплановый;
- 5) Целевой.

Вводный инструктаж по охране труда проводится до начала выполнения трудовых функций для вновь принятых работников и иных лиц, участвующих в производственной деятельности организации (работники, командированные в организацию (подразделение организации), лица, проходящие производственную практику).

Первичный инструктаж по охране труда проводят для всех сотрудников организации до начала самостоятельной работы, а также для лиц, проходящих производственную практику. При этом есть категории работников, которых можно освободить от прохождения первичного инструктажа, если их деятельность связана с определёнными источниками опасности.

Повторный инструктаж по охране труда проводится не реже одного раза в 6 месяцев.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится для работников организации в случаях, обусловленных:

- 1) изменениями в эксплуатации оборудования, технологических процессах, использовании сырья и материалов, которые влияют на безопасность труда;

2) изменениями должностных (функциональных) обязанностей работников, связанных с производственной деятельностью и влияющих на безопасность труда;

3) изменениями нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда, и локальных нормативных актов организации, которые затрагивают требования охраны труда;

4) выявлением дополнительных к имеющимся на рабочем месте производственных факторов и источников опасности в рамках проведения специальной оценки условий труда и оценки профессиональных рисков, которые угрожают жизни и здоровью работников;

5) требованиями должностных лиц федеральной инспекции труда при установлении нарушений требований охраны труда;

6) Произошедшими авариями и несчастными случаями на производстве;

7) Перерывом в работе продолжительностью более 60 календарных дней;

8) Решением работодателя.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также обучаться методам оказания первой помощи пострадавшему на производстве, включая приемы освобождения пострадавшего от действия электрического тока [3]. К самостоятельной работе осуществляется при получении работником удостоверения о проверке знаний правил работы в электроустановках. Удостоверение выдается работнику после его оформления на работу и успешного прохождения необходимых этапов подготовки к самостоятельной работе и признается действительным после записи в бланке данного удостоверения сведений о результатах проверки знаний соответствующих нормативных документов и присвоении группы по электробезопасности, а также записи о праве проведения специальных работ (при необходимости).

9.1.3 Безопасность при работе с элегазом

Элегаз – газ, который не имеет запаха, вкуса, цвета и в пять раз тяжелее воздуха. При комнатной температуре химически устойчив и не воспламеняется. Основная опасность при работе с чистым элегазом заключается в возможности (вероятности) попасть в среду с пониженной концентрацией кислорода и в связи с этим непригодную для дыхания. За счет высокой плотности элегаз способен длительное время сохраняться в открытых сосудах с горловиной в верхней части и заполнять углубления, траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения, вытесняя из них воздух. Смесь, состоящая из 20%-ного кислорода и 80%-ного элегаза, при проникновении в органы дыхания не приводит к неблагоприятному воздействию на организм. Обычно считается, что максимальная концентрация элегаза в окружающем рабочем пространстве не должна превышать 1000 мл/л. Эта величина является допустимой в течение всего рабочего времени (8 ч в день при пятидневной рабочей неделе) [3]. Однако при пребывании человека в среде с концентрацией воздуха ниже 13% может привести к удушью.

В целях обеспечения безопасности при работе с элегазом в помещениях, где производятся работы с элегазом должна быть установлена приточно-вытяжная вентиляция с забором воздуха из нижнего уровня, которую следует включать перед началом работ. Помещения подверженные возможному затоплению элегазом должны быть помечены плакатом. При выполнении работ с элегазовым оборудованием и элегазом в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

9.2 Воздействие реконструируемого объекта на окружающую среду

При проектировании, строительстве, реконструкции и эксплуатации проектируемого объекта должны предусматриваться мероприятия, направленные на охрану природы, рациональное использование ее ресурсов, а также выполняться требования экологической безопасности проектируемых объектов.

9.2.1 Воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта

При реализации проектных решений в период строительства загрязнение атмосферы возможно от следующих неорганизованных и организованных источников:

Выброс отработавших газов от двигателей строительной техники при проезде и работе под нагрузкой;

- 1) Выброс отработавших газов от двигателей автотранспорта при проезде;
- 2) Выброс загрязняющих веществ при проведении сварочных работ;
- 3) Выбросы от работы дизельных установок.

Каждый из перечисленных источников характеризуется выбросами следующих загрязняющих веществ:

- 1) Автотранспорт и строительная техника, при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, а также при работе под нагрузкой, в атмосферу выбрасывают оксид углерода, углеводороды, оксид азота, сажу и оксид серы.
- 2) Сварочный пост, при производстве электросварки и газовой резки, выделяют оксид железа, марганец и его соединения.
- 3) Дизельные электростанции в процессе эксплуатации выбрасывают в атмосферу оксид углерода, углеводороды, оксид азота, сажа, оксид серы, формальдегид и бензпирен.

С целью снижения негативного влияния загрязняющих веществ на атмосферный воздух при реконструкции, проектом запланированы следующие меры:

- 1) применение современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- 2) использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

- 3) запрет на сжигание мусора на территории строительных работ.

При соблюдении перечисленных мероприятий со строгим соблюдением технологии производства работ не вызовет негативных последствий загрязнения атмосферного воздуха.

На время эксплуатации в рамках данного проекта не предусматривается установка оборудования, являющегося источником загрязнения атмосферы.

9.2.2 Воздействие трансформаторов на окружающую среду

В данном проекте на ПС 110 кВ Волково планируется размещение двух трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 кВ, в которых в качестве изолирующей и охлаждающей среды используется масло. В трансформаторах используют следующие типы масел:

- 1) Минеральные. Являются продуктом перегонки очищенной сырой нефти, обладают прекрасными изолирующими и теплопроводными свойствами.
- 2) Синтетические. Получаются путём химического синтеза. Отличаются высокой химической стабильностью и лучшими диэлектрическими свойствами. Стоимость продукта выше, но он менее восприимчив к низким температурам и формированию шлама.
- 3) Биоразлагаемые. Создаются из возобновляемых ресурсов, например, из растительных масел. Способны разлагаться в природе, если произойдёт утечка. У них отличные охлаждающие и изоляционные свойства, однако при этом высокая цена.

Основной опасностью при работе с трансформаторами является риск разлива масла на территорию подстанции. Трансформаторное масло легко воспламеняется. Вытекающее масло может создать опасность возгорания, особенно если оно скапливается вблизи электрических компонентов. В худшем случае трансформатор может перегреться и загореться. Также, утечки масла могут привести к значительному загрязнению окружающей среды, особенно если масло попадает в почву или водные источники.

Согласно пункту 4.2.197 ПУЭ Для обслуживания маслonaполненного оборудования должны быть организованы централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем централизованных масляных хозяйств определяется схемой организации эксплуатации энергосистемы [21].

9.2.3 Воздействие на поверхностные воды

В период эксплуатации объекта вода в производственных целях для электрических подстанций и распределительных устройств не требуется.

В период строительства источником водоснабжения непосредственно на площадке строительства для хозяйственно-питьевых нужд бригады, выполняющей строительно-монтажные работы, принята привозная вода. Привозная вода должна соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий». Для питьевого водоснабжения при строительстве объекта использовать привозную бутилированную воду.

Потребность в воде на период строительства определяется по формуле:

$$Q_{mp} = Q_{np} + Q_{хоз}, \quad (146)$$

где Q_{np} – расход воды на производственные нужды;

$Q_{хоз}$ – расход воды на хозяйственно-бытовые нужды.

$$Q_{np} = K_n \cdot \frac{q_{II} \cdot \Pi_{II} \cdot K_u}{3600 \cdot t}, \quad (147)$$

где $K_n = 1,2$ – коэффициент на неучтенный расход воды;

$q_{II} = 500$ л/с – расход воды на производственного потребителя;

$\Pi_{II} = 6$ – число производственных потребителей в наиболее загруженную смену;

$K_u = 1,5$ – коэффициент часовой неравномерности водопотребления;

$t = 8$ ч – число часов в смене.

$$Q_{np} = 1,2 \cdot \frac{500 \cdot 6 \cdot 1,5}{3600 \cdot 8} = 0,19 \text{ л/с} = 0,684 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При продолжительности строительства в 4 месяца общий расход воды на производственные нужды составит:

$$0,684 \cdot 88 = 60 \text{ м}^3.$$

Суточный расход воды на хозяйственно-бытовые потребности определяется по формуле:

$$Q_{хоз} = \left(\frac{q_x \cdot \Pi_{II} \cdot K_u}{3600 \cdot t} \right) + \left(\frac{q_d \cdot \Pi_d}{60 \cdot t_1} \right), \quad (148)$$

где $q_x = 15$ л/с – удельный расход воды на хозяйственно-питьевые потребности работающего;

$P_p = 21$ чел – численность работающих в наиболее многочисленную смену;

$K_q = 2$ – коэффициент часовой неравномерности потребления воды;

$P_d = 14$ чел – численность пользующихся душем;

$t_1 = 45$ мин – продолжительность использования душевой установки.

$$Q_{хоз} = \left(\frac{15 \cdot 21 \cdot 2}{3600 \cdot 8} \right) + \left(\frac{30 \cdot 14}{60 \cdot 45} \right) = 0,18 \text{ л/сек} = 0,6552 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При продолжительности строительства в 4 месяца общий расход воды на хозяйственно-бытовые нужды составит:

$$0,6552 \cdot 88 = 57,7 \text{ м}^3.$$

Тогда потребность в воде на период строительства:

$$Q_{mp} = 60 + 57,7 = 117,7 \text{ м}^3.$$

Расход воды для пожаротушения на период строительства согласно МДС 12-46.2008 «Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ» – 5 л/сек = 18000 л/ч.

Расход воды для тушения пожара в течении 2 часов составит:

$$2 \cdot 18000 = 36000 \text{ л} = 36 \text{ м}^3.$$

Место забора воды для противопожарных нужд предусматривается от существующих сетей противопожарного водопровода существующей пожарно-

спасательной частью, расположенной по адресу г. Благовещенск ул. Островского, 152, на расстоянии 20 км от ПС Волково. Время прибытия 10 минут.

В маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтропрессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную емкость [11].

9.3 Чрезвычайные ситуации

9.3.1 Характеристика пожарной опасности на объекте

Основную пожарную опасность в технологических процессах приема, трансформации, распределения и передачи электроэнергии на ПС 110 кВ Волково представляет электрооборудование высокого напряжения, в котором обращается технологическая жидкость – трансформаторное масло. Трансформаторное масло предназначено для изоляции находящихся под напряжением частей и узлов силового трансформатора, отвода тепла от нагреваемых при работе трансформаторе частей, а также предохранения изоляции от увлажнения.

При пожаре на подстанции возникают следующие опасные факторы пожара:

- 1) пламя и искры;
- 2) повышенная температура окружающей среды;
- 3) токсичные продукты горения и термического разложения;
- 4) дым;
- 5) пониженная концентрация кислорода.

Вторичные проявления опасных факторов пожара:

- 1) осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;

2) электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов.

По данным РАО «ЕЭС России» наибольшую повреждаемость имеют: высоковольтные вводы – 22%, обмотки – 16%, устройства – 13,5%. Значительная доля отказов приходится на течи и упуск трансформаторного масла - 16% и 23% соответственно.

Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание. Повреждения вызванные внутренними КЗ имеют место при повреждениях обмоток в 80% случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных вводов – 89%, при повреждении РПН – 25% и при повреждениях прочих узлов – 36% соответственно, включая ошибки при монтаже, ремонте и эксплуатации.

9.3.2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности

В соответствии с требованиями статьи 5 Федерального закона от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» для проекта реконструкции ПС Волково разработана система пожарной безопасности, которая включает в себя систему противопожарной защиты людей и оборудования от первичных и вторичных факторов и обеспечивает пожарную безопасность людей и материальных ценностей на требуемом уровне от проявления опасных факторов пожара, в том числе от их вторичных проявлений.

Система пожарной безопасности выполняет следующие задачи:

Исключает возникновение пожара;

- 1) обеспечивает пожарную безопасность людей;
- 2) обеспечивает пожарную безопасность материальных ценностей.
- 3) предотвращение образования горючей среды обеспечивается следующими способами:

- 4) максимально возможным применением негорючих веществ и материалов;

5) максимально возможным по условиям технологии ограничением массы и объёма горючих веществ. На подстанции предусматривается регулярная очистка территории подстанции, а также помещений, коммуникаций, аппаратуры от горючих отходов, отложений пыли и т.п.

6) максимальной механизацией и автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;

7) установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается применением следующих способов:

1) применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонами, группе и категории взрывоопасной смеси;

2) применением оборудования и режимов проведения технологического процесса, исключающих образование статического электричества;

3) применением средств управления и отключения устанавливаемого оборудования.

При обнаружении признаков возгорания, пожаротушение в электрощитовой ложится на плечи работающего персонала. Тушение пожаров и аварийно-спасательные работы на сетях и сооружениях электроснабжения во избежание поражения электрическим током проводятся при условии их полного обесточивания, за исключением оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ, снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации которого невозможно из-за недопустимости потери управлением оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы, и строгого соблюдения требований охраны труда.

Перед тушением, следует знать, какими средствами пожаротушения не допускается тушить электроустановки. Это позволит более грамотно провести процесс тушения, и избежать более серьезных последствий.

Основными средствами пожаротушения являются огнетушители:

- 1) Порошковые. Используются для установок под напряжением до 1 кВ;
- 2) Углекислотные. Применяются для оборудования, работающего под напряжением до 10 кВ;
- 3) Хладоновые. Подходят для напряжения до 0,4 кВ.

9.3.3 Устройство противопожарных преград

После прокладки кабелей в лотках через 50 м. по трассе, в местах ответвлений при проходе через наружные стены и перегородки зданий, предусматривается выполнение огнестойких уплотнений с пределом огнестойкости 0,75 часа.

Прокладка кабелей по открытой части подстанции предусматривается в поверхностных сборных железобетонных лотках, которые закрываются съемными железобетонными плитами. Предусматривается отдельная прокладка силовых кабелей и вторичных с цепями управления, изменения и сигнализации с соблюдением требований СТО 56947007-29.240.043-2010.

Для защиты кабелей от возгорания и распространения горения кабельных линий управления, защиты автоматики, электропитания в местах, где наиболее вероятны механические повреждения или воздействия тепловых и огневых источников, кабели покрываются огнезащитным составом согласно РД 153-34.0-20.262-2002 «Правила применения огнезащитных кабелей на энергетических предприятиях».

В соответствии со ст. 4.2.69 ПУЭ, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов предусмотрены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был предложен вариант реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ при реконструкции ПС Волково.

В ходе анализа схемы реконструируемой подстанции, было обнаружено, что схема РУ на сторонах ВН и СН не соответствует типовым. Это в свою очередь приводит к меньшей надежности всей подстанции и сети в целом. Также выяснилось, что величина коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме выходит за пределы нормы. Исходя из данных, полученных при прогнозировании электрических нагрузок был сделан вывод о том, что ток в определенных линиях превышает длительно допустимое значение.

Учитывая все перечисленные недостатки существующего режима, было предложено несколько вариантов реконструкции сети, из которых по технико-экономическому сравнению был выбран наиболее оптимальный.

После выбора варианта реконструкции сети в проекте рассматривался расчет токов КЗ. На основе полученных результатов было выбрано наиболее подходящее оборудование, заменяющее старое с высоким износом.

После завершения вышеперечисленных задач, вариант реконструкции рассматривался с позиции экологичности и безопасности на период строительства и эксплуатации. Исходя из результатов, были предложены некоторые методы обеспечения наибольшей экологичности производимых работ, безопасности при работах с электричеством и методы обеспечения пожарной безопасности.

Осуществление данного проекта поспособствует увеличению надежности и гибкости электроэнергетической системы Благовещенского района вследствие увеличения пропускной способности линий и мощности ПС Волково.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков, А. Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / сост. А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.

2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

3 Булычев А.В. Основные защиты линий 110-220 кВ: Рекомендации по выбору параметров срабатывания: учебное пособие / сост.: А.В. Булычев, Ю.В. Бычков, З.В. Ясина – Чебоксары: Изд-во ИПКСРЗиА, 2019 – 160 с.

4 ГОСТ Р 54426-2011. Издания. Руководство по проверке и обработке элегаза (SF₆), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию. – Введ. 28.09.2011г.;

5 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

6 ГОСТ 32144-2013. Издания. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 25.03.2013 г.

7 Климова Г.Н. Элементы электроснабжения в электроснабжении промышленных предприятий. Учебное пособие/ сост.: Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 189 с.

8 Мясоедов Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

9 Мясоедов Ю.В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах часть 1. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014.

- 10 Налоговая реформа 2025 г. [Электронный ресурс] URL: <https://www.consultant.ru/news/400/> (Дата обращения: 20.05.2025);
- 11 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Переруб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 12 Приказ Минэнерго РФ от 05.05.2016 № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе» [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/71418382/> (Дата обращения 20.04.2025);
- 13 Письмо Минстроя России от 19.02.2025 № 8980-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года» [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_498979/86cbcb14101de5d85e6a0e166f25c9bd96f832e2/ (Дата обращения 05.05.2025);
- 14 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения 12.05.2025);
- 15 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., испр. и доп./Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – М.: Выш. шк., 2004. – 308 с.
- 16 Программный комплекс RastrWin3 [Электронный ресурс] URL: https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf (Дата обращения: 20.04.2025);
- 17 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2005. – 383 с.
- 18 Приказ от 29 ноября 2024 г. № 2328 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2025-2030 годы» – 2024;

19 РД 34.35.402-62 «Руководящие указания по наладке, проверке и эксплуатации продольной дифференциальной защиты линий типа ДЗЛ-1». – Введ. 25.07.1962 г. – Государственное энергетическое издательство;

20 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;

21 РД 153-34.0-03.301-00 «Правила Пожарной безопасности для энергетических предприятий» – Введ. 01.06.2000 г.;

22 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений» – Введ. 20.01.1999 г.

23 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3», ЗАО «Радиус Автоматика» – М., 2004 г. – 11 с.

24 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

25 СТО 59012820.27.010.004-2020. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а также допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях при работе в вынужденном режиме – Введ. 09.07.2020 г.

26 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Н.В. Савина, П.П. Проценко - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

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

28 Федоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики / сост.: В.А. Федоров – Новосибирск: Изд-во НИПКиПРО, 2004 – 278 с.

29 Федотов В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжение 110-220 кВ. Учебно-методическое пособие для

студентов вуза / сост.: Федотов В.П., Федотова, Л. А., Старосельников, С. С. – Екатеринбург: Уральский гос. ун-т, 2018.

30 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

31 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоєдов, Л. А. Мясоєдова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет установившегося нормального режима в ПВК RastrWin3 при минимальных нагрузках.

Показатели тока в линиях электропередачи, в нормальном режиме.

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	Тс	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - ...	22	23	ВН			1	390.0		390.0	6.0
2	8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная...	16	17	ВН			1	390.0		390.0	4.4
3	9	10	отпайка на ПС Анновка - ...	17	18	ВН			1	390.0		390.0	4.7
4	11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая...	18	22	ВН			1	390.0		390.0	5.6
5	12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - ...	12	15	ВН			1	390.0		390.0	4.0
6	13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	16	17	ВН			1	390.0		390.0	4.2
7	15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовк...	34	31	ВН			1	390.0		390.0	8.8
8	16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловк...	45	44	ВН			1	390.0		390.0	11.6
9	30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	28	29	ВН			1	520.0		520.0	5.6
10	31	32	отпайка на ПС Владимир...	35	35	ВН			1	520.0		520.0	6.8
11	32	33	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	64	64	ВН			1	520.0		520.0	12.3
12	33	38	1 отпайка на ПС Сетевая...	100	100	ВН			1	390.0		390.0	25.7
13	33	35	1 отпайка на ПС Сетевая...	176	176	ВН			1	520.0		520.0	33.9
14	35	40	1 отпайка на ПС Новая - ...	38	38	ВН			1	520.0		520.0	7.3
15	32	34	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	30	30	ВН			1	520.0		520.0	5.7
16	34	37	2 отпайка на ПС Сетевая...	77	77	ВН			1	390.0		390.0	19.7
17	34	36	2 отпайка на ПС Сетевая...	190	190	ВН			1	520.0		520.0	36.5
18	36	39	2 отпайка на ПС Новая - ...	29	29	ВН			1	520.0		520.0	5.6
19	36	41	2 отпайка на ПС Новая - ...	251	251	ВН			1	710.0		710.0	35.4
20	41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпай...	98	98	ВН			1	710.0		710.0	13.8
21	46	48	отпайка на ПС Кооперат...	92	92	ВН			1	710.0		710.0	13.0
22	48	49	2 отпайка на ПС Чигири - ...	73	73	ВН			1	710.0		710.0	10.3
23	41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпа...	147	147	ВН			1	710.0		710.0	20.7
24	47	49	1 отпайка на ПС Чигири - ...	130	130	ВН			1	710.0		710.0	18.4
25	49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	98	98	ВН			1	510.0		510.0	19.1
26	53	54	отпайка на ПС Кирпична...	88	89	ВН			1	510.0		510.0	17.4
27	54	32	1 отпайка на ПС Северна...	70	70	ВН			1	510.0		510.0	13.8
28	49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	100	100	ВН			1	510.0		510.0	19.6
29	55	32	2 отпайка на ПС Северна...	59	60	ВН			1	510.0		510.0	11.7
30	35	41	1 отпайка на ПС Новая - ...	246	246	ВН			1	710.0		710.0	34.7

Отклонение напряжений нормальном режиме.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1			База	1	с.ш. 220 кВ ПС Хвойная	220					15.6	8.6	235.0				235.00	6.82
2			Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220											231.90	5.41
3			Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220											231.92	5.42
4			Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35		4.8	1.6								37.88	8.22
5			Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35		6.1	5.9								37.88	8.22
6			Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойн...	110											121.96	10.87
7			Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110		1.4	0.9								121.51	10.47
8			Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110											121.51	10.47
9			Нагр	9	отпайка на ПС Аннов...	110		0.1	0.1								121.25	10.23
10			Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110		0.1	0.1								121.02	10.01
11			Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110											121.02	10.01
12			Нагр	12	с.ш. 110 кВ ПС Ивано...	110		4.6	1.4								120.49	9.54
13			Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											120.37	9.43
14			Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110		1.9	1.2								120.16	9.24
15			Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110		7.8	2.9								120.16	9.24
16			Нагр	16	с.ш. 110 кВ ПС Михай...	110		2.9	1.2								121.45	10.41
17			Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110		23.8	18.4								123.00	11.82
18			Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110											125.14	13.77
19			Нагр	19	СН Т6 РГРЭС	35											39.77	13.63
20			Нагр	20	ТГ6 РГРЭС	6		1.2	0.6	26.9	14.1		-11.4	25.6			6.90	9.50
21			Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110											123.00	11.82
22			Нагр	22	СН Т7 РГРЭС	35											39.09	11.69
23			Нагр	23	ТГ7 РГРЭС	6											6.70	6.37
24			Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110											120.38	9.43
25			Нагр	25	СН Т2 ПС Волково	35											39.60	13.13
26			Нагр	26	НН Т2 ПС Волково	11											11.31	7.74
27			Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110											120.38	9.43
28			Нагр	28	СН Т1 ПС Волково	35											39.60	13.13
29			Нагр	29	НН Т1 ПС Волково	11											11.31	7.74
30			Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											120.37	9.43
31			Нагр	31	отпайка на ПС Влади...	110		1.6	0.6								120.31	9.37
32			Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центр...	110		26.8	10.9								120.29	9.36
33			Нагр	33	1 отпайка на ПС Сет...	110		3.7	2.3								120.29	9.36
34			Нагр	34	2 отпайка на ПС Сет...	110		22.6	3.7								120.27	9.34
35			Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110		6.8	1.4								120.46	9.51
36			Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110		6.8	1.4								120.46	9.51
37			Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110		13.7	2.3								120.19	9.26
38			Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110		22.6	3.7								120.19	9.26
39			Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110		6.8	1.4								120.44	9.49
40			Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110		6.9	1.4								120.44	9.49

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

41	☐	Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110		12.0	10.5							120.55	9.59
42	☐	Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	11		6.1	5.2	105.0	12.3	10.5	-23.6	76.1		10.50	
43	☐	Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	11		3.9	5.8	69.6	10.1	10.5	-20.9	62.6		10.50	
44	☐	Нагр	44	ТГ 2 БТЭЦ	11						10.5				10.46	-0.37
45	☐	Нагр	45	ТГ 1 БТЭЦ	6						6.3				6.49	3.00
46	☐	Нагр	46	отпайка на ПС Коопе...	110		1.5	0.8							120.55	9.59
47	☐	Нагр	47	1 отпайка на ПС Чиг...	110		4.5	1.9							120.56	9.60
48	☐	Нагр	48	2 отпайка на ПС Чиг...	110		4.7	1.0							120.58	9.62
49	☐	Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благо...	110		64.7	13.3							120.65	9.68
50	☐	База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благо...	220				61.4	56.7	235.0				235.00	6.82
51	☐	Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благове...	220										229.15	4.16
52	☐	Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благове...	220										229.15	4.16
53	☐	Нагр	53	отпайка на ПС Кирпи...	110		1.8	0.8							120.58	9.62
54	☐	Нагр	54	1 отпайка на ПС Сев...	110		4.0	1.2							120.43	9.48
55	☐	Нагр	55	2 отпайка на ПС Сев...	110		9.0	2.3							120.42	9.47
56	☐	База	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220				7.5	5.9	235.0				235.00	6.82
57	☐	Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220										233.76	6.26

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет послеаварийного режима в ПВК RastrWin3 при минимальных нагрузках

Показатели тока в линиях электропередачи, в послеаварийном режиме.

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	Tс	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - ...	102	103	ВН	☐		1	390.0		390.0	26.4
2	8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озерная...	96	96	ВН	☐		1	390.0		390.0	24.7
3	9	10	отпайка на ПС Анновка - ...	96	96	ВН	☐		1	390.0		390.0	24.6
4	11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая...	95	96	ВН	☐		1	390.0		390.0	24.7
5	12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - ...	72	73	ВН	☐		1	390.0		390.0	18.7
6	13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	65	66	ВН	☐		1	390.0		390.0	16.9
7	15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовк...	15	16	ВН	☐		1	390.0		390.0	4.1
8	16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловк...			ВН	☐		1	390.0		390.0	
9	30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	8	9	ВН	☐		1	520.0		520.0	1.7
10	31	32	отпайка на ПС Владимир...			ВН	☐		1	520.0		520.0	
11	32	33	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	57	57	ВН	☐		1	520.0		520.0	11.0
12	33	38	1 отпайка на ПС Сетевая...	100	100	ВН	☐		1	390.0		390.0	25.7
13	33	35	1 отпайка на ПС Сетевая...	171	171	ВН	☐		1	520.0		520.0	32.9
14	35	40	1 отпайка на ПС Новая - ...	38	38	ВН	☐		1	520.0		520.0	7.3
15	32	34	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	25	25	ВН	☐		1	520.0		520.0	4.9
16	34	37	2 отпайка на ПС Сетевая...	77	77	ВН	☐		1	390.0		390.0	19.7
17	34	36	2 отпайка на ПС Сетевая...	185	185	ВН	☐		1	520.0		520.0	35.5
18	36	39	2 отпайка на ПС Новая - ...	29	29	ВН	☐		1	520.0		520.0	5.6
19	36	41	2 отпайка на ПС Новая - ...	246	246	ВН	☐		1	710.0		710.0	34.7
20	41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпай...	102	102	ВН	☐		1	710.0		710.0	14.3
21	46	48	отпайка на ПС Кооперат...	96	96	ВН	☐		1	710.0		710.0	13.5
22	48	49	2 отпайка на ПС Чигири - ...	77	77	ВН	☐		1	710.0		710.0	10.8
23	41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпа...	154	154	ВН	☐		1	710.0		710.0	21.6
24	47	49	1 отпайка на ПС Чигири - ...	137	136	ВН	☐		1	710.0		710.0	19.2
25	49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	92	92	ВН	☐		1	510.0		510.0	18.0
26	53	54	отпайка на ПС Кирпична...	83	83	ВН	☐		1	510.0		510.0	16.3
27	54	32	1 отпайка на ПС Северна...	65	66	ВН	☐		1	510.0		510.0	12.9
28	49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	94	94	ВН	☐		1	510.0		510.0	18.5
29	55	32	2 отпайка на ПС Северна...	56	57	ВН	☐		1	510.0		510.0	11.1
30	35	41	1 отпайка на ПС Новая - ...	241	241	ВН	☐		1	710.0		710.0	34.0

Отклонение напряжений послеаварийном режиме.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	v	dv
1	☐		База	1	с.ш. 220 кВ ПС Хвойная	220					32.3	11.3	235.0				235.00	6.82
2	☐		Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220											231.02	5.01
3	☐		Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220											231.11	5.05
4	☐		Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			4.8	1.6							37.73	7.80
5	☐		Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			6.1	5.9							37.73	7.80
6	☐		Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойн...	110											121.33	10.30
7	☐		Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озе...	110			1.4	0.9							119.51	8.64
8	☐		Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озе...	110											119.51	8.64
9	☐		Нагр	9	отпайка на ПС Аннов...	110			0.1	0.1							118.33	7.57
10	☐		Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110			0.1	0.1							117.43	6.76
11	☐		Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110											117.43	6.76
12	☐		Нагр	12	с.ш. 110 кВ ПС Ивано...	110			4.6	1.4							115.77	5.25
13	☐		Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											114.90	4.45
14	☐		Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			1.9	1.2							113.89	3.53
15	☐		Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			7.8	2.9							113.89	3.53
16	☐		Нагр	16	с.ш. 110 кВ ПС Михай...	110			2.9	1.2							113.46	3.15
17	☐		Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110			23.8	18.4							122.97	11.79
18	☐		Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110											125.11	13.74
19	☐		Нагр	19	СН Т6 РГРЭС	35											39.76	13.61
20	☐		Нагр	20	ТГ6 РГРЭС	6			1.2	0.6	26.9	14.1		-11.4	25.6		6.90	9.48
21	☐		Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110											122.97	11.79
22	☐		Нагр	22	СН Т7 РГРЭС	35											39.08	11.66
23	☐		Нагр	23	ТГ7 РГРЭС	6											6.70	6.34
24	☐		Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110											114.90	4.46
25	☐		Нагр	25	СН Т2 ПС Волково	35											37.80	7.99
26	☐		Нагр	26	НН Т2 ПС Волково	11											10.80	2.84
27	☐		Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110											114.90	4.46
28	☐		Нагр	28	СН Т1 ПС Волково	35											37.80	7.99
29	☐		Нагр	29	НН Т1 ПС Волково	11											10.80	2.84
30	☐		Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											114.90	4.45
31	☐		Нагр	31	отпайка на ПС Влади...	110			1.6	0.6							114.85	4.41
32	☐		Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центр...	110			26.8	10.9							120.22	9.29
33	☐		Нагр	33	1 отпайка на ПС Сет...	110			3.7	2.3							120.22	9.29
34	☐		Нагр	34	2 отпайка на ПС Сет...	110			22.6	3.7							120.20	9.28
35	☐		Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110			6.8	1.4							120.39	9.45
36	☐		Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110			6.8	1.4							120.39	9.44
37	☐		Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110			13.7	2.3							120.12	9.20
38	☐		Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110			22.6	3.7							120.12	9.20
39	☐		Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110			6.8	1.4							120.38	9.43

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

40	☐	Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110		6.9	1.4							120.38	9.43
41	☐	Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110		12.0	10.5							120.48	9.53
42	☐	Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	11		6.1	5.2	105.0	13.3	10.5	-23.6	76.1		10.50	
43	☐	Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	11		3.9	5.8	69.6	10.7	10.5	-20.9	62.6		10.50	
44	☐	Нагр	44	ТГ 2 БТЭЦ	11						10.5				10.46	-0.43
45	☐	Нагр	45	ТГ 1 БТЭЦ	6						6.3				6.49	2.94
46	☐	Нагр	46	отпайка на ПС Коопе...	110		1.5	0.8							120.49	9.53
47	☐	Нагр	47	1 отпайка на ПС Чиг...	110		4.5	1.9							120.49	9.54
48	☐	Нагр	48	2 отпайка на ПС Чиг...	110		4.7	1.0							120.51	9.56
49	☐	Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благо...	110		64.7	13.3							120.57	9.61
50	☐	База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благо...	220				54.9	58.0	235.0				235.00	6.82
51	☐	Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благове...	220										229.00	4.09
52	☐	Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благове...	220										229.00	4.09
53	☐	Нагр	53	отпайка на ПС Кирпи...	110		1.8	0.8							120.51	9.55
54	☐	Нагр	54	1 отпайка на ПС Сев...	110		4.0	1.2							120.36	9.42
55	☐	Нагр	55	2 отпайка на ПС Сев...	110		9.0	2.3							120.34	9.40
56	☐	База	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220				-1.9	6.4	235.0				235.00	6.82
57	☐	Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220										233.68	6.22

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет послеаварийного режима в ПВК RastrWin3 при максимальных и минимальных нагрузках при одновременном отключении ВЛ 110 кВ Хвойная –

Озёрная и ВЛ 110 кВ Центральная – Волково

Показатели тока в линиях электропередачи для минимального режима.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	Tс	N_I(г)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - 1 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная			ВН	☐		1	390.0		390.0	
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная - отпайка на ПС Анновка	8	7	ВН	☐		1	390.0		390.0	2.1
9	10	отпайка на ПС Анновка - 1 с.ш. 110 кВ ПС Полевая	7	8	ВН	☐		1	390.0		390.0	2.1
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая - с.ш. 110 кВ ПС Ивановка	8	12	ВН	☐		1	390.0		390.0	3.0
12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - 2 с.ш. 110 кВ ПС Волково	31	31	ВН	☐		1	390.0		390.0	8.0
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково - 1 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка	39	40	ВН	☐		1	390.0		390.0	10.3
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Тамбовка - с.ш. 110 кВ ПС Михайловка	88	87	ВН	☐		1	390.0		390.0	22.4
16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловка - с.ш. 110 кВ РГРЭС	101	101	ВН	☐		1	390.0		390.0	25.9
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково - отпайка на ПС Владимировка	8	8	ВН	☐		1	520.0		520.0	1.6
31	32	отпайка на ПС Владимировка - с.ш. 110 кВ ПС Центральная			ВН	☐		1	520.0		520.0	
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 1 отпайка на ПС Сетевая	57	57	ВН	☐		1	520.0		520.0	11.0
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая - 2 с.ш. ПС Сетевая	100	100	ВН	☐		1	390.0		390.0	25.7
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая - 1 отпайка на ПС Новая	171	171	ВН	☐		1	520.0		520.0	32.9
35	40	1 отпайка на ПС Новая - 2 с.ш. ПС Новая	38	38	ВН	☐		1	520.0		520.0	7.3
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Центральная - 2 отпайка на ПС Сетевая	25	25	ВН	☐		1	520.0		520.0	4.9
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая - 1 с.ш. ПС Сетевая	77	77	ВН	☐		1	390.0		390.0	19.7
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая - 2 отпайка на ПС Новая	185	185	ВН	☐		1	520.0		520.0	35.5
36	39	2 отпайка на ПС Новая - 1 с.ш. ПС Новая	29	29	ВН	☐		1	520.0		520.0	5.6
36	41	2 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	246	246	ВН	☐		1	710.0		710.0	34.7
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпайка на ПС Кооперативная	102	102	ВН	☐		1	710.0		710.0	14.3
46	48	отпайка на ПС Кооперативная - 2 отпайка на ПС Чигири	96	96	ВН	☐		1	710.0		710.0	13.5
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	77	77	ВН	☐		1	710.0		710.0	10.8
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпайка на ПС Чигири	154	154	ВН	☐		1	710.0		710.0	21.6
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская	137	136	ВН	☐		1	710.0		710.0	19.2
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - отпайка на ПС Кирпичная	92	92	ВН	☐		1	510.0		510.0	18.0
53	54	отпайка на ПС Кирпичная - 1 отпайка на ПС Северная	83	83	ВН	☐		1	510.0		510.0	16.3
54	32	1 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	65	66	ВН	☐		1	510.0		510.0	12.9
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещенская - 2 отпайка на ПС Северная	94	94	ВН	☐		1	510.0		510.0	18.5
55	32	2 отпайка на ПС Северная - с.ш. 110 кВ ПС Центральная	56	57	ВН	☐		1	510.0		510.0	11.1
35	41	1 отпайка на ПС Новая - с.ш. 110 кВ БТЭЦ	241	241	ВН	☐		1	710.0		710.0	34.0

Отклонение напряжений в послеаварийном режиме для минимального режима.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dv
1	☐		База	1	с.ш. 220 кВ ПС Хвойная	220					10.9	8.3	235.0				235.00	6.82
2	☐		Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220											231.98	5.45
3	☐		Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220											232.00	5.45
4	☐		Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			4.8	1.6							37.89	8.26
5	☐		Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			6.1	5.9							37.89	8.26
6	☐		Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойн...	110											122.05	10.95
7	☐		Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110			1.4	0.9							116.44	5.85
8	☐		Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110											116.44	5.85
9	☐		Нагр	9	отпайка на ПС Аннов...	110			0.1	0.1							116.55	5.96
10	☐		Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110			0.1	0.1							116.59	6.00
11	☐		Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110											116.59	6.00
12	☐		Нагр	12	с.ш. 110 кВ ПС Ивано...	110			4.6	1.4							116.58	5.98
13	☐		Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											116.81	6.20
14	☐		Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			1.9	1.2							117.11	6.47
15	☐		Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			7.8	2.9							117.11	6.47
16	☐		Нагр	16	с.ш. 110 кВ ПС Михай...	110			2.9	1.2							119.71	8.83
17	☐		Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110			23.8	18.4							122.94	11.76
18	☐		Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110											125.08	13.71
19	☐		Нагр	19	с.т. Т6 РГРЭС	35											39.75	13.58
20	☐		Нагр	20	с.т. Т6 РГРЭС	6			1.2	0.6	26.9	14.1		-11.4	25.6		6.90	9.45
21	☐		Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110											122.94	11.76
22	☐		Нагр	22	с.т. Т7 РГРЭС	35											39.07	11.63
23	☐		Нагр	23	с.т. Т7 РГРЭС	6											6.70	6.32
24	☐		Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110											116.82	6.20
25	☐		Нагр	25	с.т. Т2 ПС Волково	35											38.43	9.79
26	☐		Нагр	26	с.т. Т2 ПС Волково	11											10.98	4.56
27	☐		Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110											116.82	6.20
28	☐		Нагр	28	с.т. Т1 ПС Волково	35											38.43	9.79
29	☐		Нагр	29	с.т. Т1 ПС Волково	11											10.98	4.56
30	☐		Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110											116.81	6.20
31	☐		Нагр	31	отпайка на ПС Влади...	110			1.6	0.6							116.77	6.15
32	☐		Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центр...	110			26.8	10.9							120.22	9.29
33	☐		Нагр	33	1 отпайка на ПС Сет...	110			3.7	2.3							120.22	9.29
34	☐		Нагр	34	2 отпайка на ПС Сет...	110			22.6	3.7							120.20	9.28
35	☐		Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110			6.8	1.4							120.39	9.45
36	☐		Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110			6.8	1.4							120.39	9.44
37	☐		Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110			13.7	2.3							120.12	9.20
38	☐		Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110			22.6	3.7							120.12	9.20
39	☐		Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110			6.8	1.4							120.38	9.43

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

40	☐	Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110		6.9	1.4							120.38	9.43
41	☐	Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110		12.0	10.5							120.48	9.53
42	☐	Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	11		6.1	5.2	105.0	13.3	10.5	-23.6	76.1		10.50	
43	☐	Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	11		3.9	5.8	69.6	10.7	10.5	-20.9	62.6		10.50	
44	☐	Нагр	44	ТГ 2 БТЭЦ	11						10.5				10.46	-0.43
45	☐	Нагр	45	ТГ 1 БТЭЦ	6						6.3				6.49	2.94
46	☐	Нагр	46	отпайка на ПС Коопе...	110		1.5	0.8							120.49	9.53
47	☐	Нагр	47	1 отпайка на ПС Чиг...	110		4.5	1.9							120.49	9.54
48	☐	Нагр	48	2 отпайка на ПС Чиг...	110		4.7	1.0							120.51	9.56
49	☐	Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благо...	110		64.7	13.3							120.57	9.61
50	☐	База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благо...	220				54.9	58.0	235.0				235.00	6.82
51	☐	Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благове...	220										229.00	4.09
52	☐	Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благове...	220										229.00	4.09
53	☐	Нагр	53	отпайка на ПС Кирпи...	110		1.8	0.8							120.51	9.55
54	☐	Нагр	54	1 отпайка на ПС Сев...	110		4.0	1.2							120.36	9.42
55	☐	Нагр	55	2 отпайка на ПС Сев...	110		9.0	2.3							120.34	9.40
56	☐	База	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220				19.5	6.4	235.0				235.00	6.82
57	☐	Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220										233.67	6.21

Показатели тока в линиях электропередачи для максимального режима.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	Tс	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
6	7	с.ш. 110 кВ ПС Хвойная - ...			ВН	☐		1	390.0		503.1	
8	9	2 с.ш. 110 кВ ПС Озёрная...	97	95	ВН	☐		1	390.0		503.1	19.2
9	10	отпайка на ПС Анновка - ...	93	91	ВН	☐		1	390.0		503.1	18.5
11	12	2 с.ш. 110 кВ ПС Полевая...	91	88	ВН	☐		1	390.0		503.1	18.2
12	13	с.ш. 110 кВ ПС Ивановка - ...	149	148	ВН	☐		1	390.0		503.1	29.7
13	14	2 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	292	291	ВН	☐		1	390.0		503.1	58.1
15	16	2 с.ш. 110 кВ ПС Танбожк...	494	490	ВН	☐		1	390.0		503.1	98.2
16	17	с.ш. 110 кВ ПС Михайловк...	568	563	ВН	☐		1	390.0		503.1	113.0
30	31	1 с.ш. 110 кВ ПС Волково...	62	63	ВН	☐		1	520.0		670.8	9.3
31	32	отпайка на ПС Владимир...			ВН	☐		1	520.0		670.8	
32	33	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	232	233	ВН	☐		1	520.0		670.8	34.7
33	38	1 отпайка на ПС Сетевая...	175	175	ВН	☐		1	390.0		503.1	34.8
33	35	1 отпайка на ПС Сетевая...	386	386	ВН	☐		1	520.0		670.8	57.6
35	40	1 отпайка на ПС Новая - ...	46	46	ВН	☐		1	520.0		670.8	6.9
32	34	с.ш. 110 кВ ПС Централь...	292	292	ВН	☐		1	520.0		670.8	43.5
34	37	2 отпайка на ПС Сетевая...	94	94	ВН	☐		1	390.0		503.1	18.7
34	36	2 отпайка на ПС Сетевая...	376	376	ВН	☐		1	520.0		670.8	56.0
36	39	2 отпайка на ПС Новая - ...	39	39	ВН	☐		1	520.0		670.8	5.8
36	41	2 отпайка на ПС Новая - ...	397	397	ВН	☐		1	710.0		915.9	43.3
41	46	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - отпай...	381	381	ВН	☐		1	710.0		915.9	41.6
46	48	отпайка на ПС Кооперат...	360	360	ВН	☐		1	710.0		915.9	39.3
48	49	2 отпайка на ПС Чигири - ...	300	300	ВН	☐		1	710.0		915.9	32.8
41	47	с.ш. 110 кВ БТЭЦ - 1 отпа...	348	348	ВН	☐		1	710.0		915.9	38.0
47	49	1 отпайка на ПС Чигири - ...	320	320	ВН	☐		1	710.0		915.9	34.9
49	53	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	112	112	ВН	☐		1	510.0		657.9	17.0
53	54	отпайка на ПС Кирпична...	132	133	ВН	☐		1	510.0		657.9	20.1
54	32	1 отпайка на ПС Северна...	164	164	ВН	☐		1	510.0		657.9	24.9
49	55	с.ш. 110 кВ ПС Благовещ...	123	123	ВН	☐		1	510.0		657.9	18.7
55	32	2 отпайка на ПС Северна...	168	168	ВН	☐		1	510.0		657.9	25.5
35	41	1 отпайка на ПС Новая - ...	413	413	ВН	☐		1	710.0		915.9	45.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Отклонение напряжений в послеаварийном режиме для максимального режима.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1			База	1	с.ш. 220 кВ ПС Хвойная	220					6.0	235.0				235.00	6.82
2			Нагр	2	с.т. АТ1 ПС Хвойная	220										233.06	5.94
3			Нагр	3	с.т. АТ2 ПС Хвойная	220										233.09	5.95
4			Нагр	4	1 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			3.0	2.5						38.43	9.79
5			Нагр	5	2 с.ш. 35 кВ ПС Хвой...	35			3.0	2.5						38.38	9.65
6			Нагр	6	с.ш. 110 кВ ПС Хвойн...	110										122.62	11.47
7			Нагр	7	1 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110			1.3	10.5						97.51	-11.36
8			Нагр	8	2 с.ш. 110 кВ ПС Озё...	110										97.51	-11.36
9			Нагр	9	отпайка на ПС Аннов...	110			0.3	0.1						98.73	-10.25
10			Нагр	10	1 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110			1.2	0.2						99.60	-9.46
11			Нагр	11	2 с.ш. 110 кВ ПС Пол...	110										99.60	-9.46
12			Нагр	12	с.ш. 110 кВ ПС Ивано...	110			11.0	2.2						99.89	-9.19
13			Нагр	13	2 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110										99.99	-9.10
14			Нагр	14	1 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			7.8	1.0						100.56	-8.58
15			Нагр	15	2 с.ш. 110 кВ ПС Там...	110			19.6	3.2						100.56	-8.58
16			Нагр	16	с.ш. 110 кВ ПС Михай...	110			10.2	0.8						105.07	-4.48
17			Нагр	17	с.ш. 110 кВ РГРЭС	110			34.3	21.4						117.46	6.79
18			Нагр	18	с.т. Т6 РГРЭС	110										116.11	5.56
19			Нагр	19	СН Т6 РГРЭС	35			16.8	6.2						36.27	3.63
20			Ген	20	ТГ6 РГРЭС	6			4.5	3.2	50.0	6.2	-5.0	13.0		6.23	-1.11
21			Нагр	21	с.т. Т7 РГРЭС	110										115.76	5.24
22			Нагр	22	СН Т7 РГРЭС	35			3.3	2.0						36.79	5.11
23			Ген	23	ТГ7 РГРЭС	6			0.5	0.3	33.0	6.3	-13.2	18.8		6.27	-0.48
24			Нагр	24	с.т. Т2 ПС Волково	110										96.69	-12.10
25			Нагр	25	СН Т2 ПС Волково	35			5.0	1.0						31.71	-9.39
26			Нагр	26	НН Т2 ПС Волково	11			3.1	0.3						9.04	-13.92
27			Нагр	27	с.т. Т1 ПС Волково	110										96.67	-12.12
28			Нагр	28	СН Т1 ПС Волково	35										31.80	-9.15
29			Нагр	29	НН Т1 ПС Волково	11			7.2	1.0						8.94	-14.85
30			Нагр	30	1 с.ш. 110 кВ ПС Вол...	110										99.99	-9.10
31			Нагр	31	отпайка на ПС Влади...	110			7.9	1.6						99.73	-9.33
32			Нагр	32	с.ш. 110 кВ ПС Центр...	110			44.7	10.3						119.74	8.86
33			Нагр	33	1 отпайка на ПС Сет...	110										119.75	8.87
34			Нагр	34	2 отпайка на ПС Сет...	110										119.79	8.90
35			Нагр	35	1 отпайка на ПС Новая	110										120.06	9.15
36			Нагр	36	2 отпайка на ПС Новая	110										120.08	9.16
37			Нагр	37	1 с.ш. ПС Сетевая	110			19.2	4.7						119.68	8.80
38			Нагр	38	2 с.ш. ПС Сетевая	110			35.4	10.0						119.54	8.67
39			Нагр	39	1 с.ш. ПС Новая	110			8.0	1.8						120.06	9.15
40			Нагр	40	2 с.ш. ПС Новая	110			9.3	2.9						120.04	9.13
41			Нагр	41	с.ш. 110 кВ БТЭЦ	110										120.19	9.26
42			Ген	42	ТГ 4 БТЭЦ	11			9.2	7.1	111.5	10.5	-27.6	105.1		10.50	
43			Ген	43	ТГ 3 БТЭЦ	11			13.6	10.5	102.5	10.5	-22.7	75.5		10.47	-0.29
44			Ген	44	ТГ 2 БТЭЦ	11			13.5	12.9	99.9	10.4	-22.9	75.9		10.40	-0.95
45			Ген	45	ТГ 1 БТЭЦ	6			18.2	13.7	57.1	6.5	-15.4	49.7		6.45	2.38
46			Нагр	46	отпайка на ПС Коопе...	110			7.4	1.4						120.11	9.19
47			Нагр	47	1 отпайка на ПС Чиг...	110			7.3	1.3						120.03	9.12
48			Нагр	48	2 отпайка на ПС Чиг...	110			15.9	7.5						119.96	9.05
49			Нагр	49	с.ш. 110 кВ ПС Благо...	110			83.8	13.9						119.94	9.04
50			База	50	с.ш. 220 кВ ПС Благо...	220					-55.7	235.0				235.00	6.82
51			Нагр	51	с.т. АТ 1 ПС Благове...	220										227.62	3.46
52			Нагр	52	с.т. АТ 2 ПС Благове...	220										227.62	3.46
53			Нагр	53	отпайка на ПС Кирпи...	110			7.0	1.0						119.89	8.99
54			Нагр	54	1 отпайка на ПС Сев...	110			8.4	1.5						119.80	8.91
55			Нагр	55	2 отпайка на ПС Сев...	110			12.4	1.7						119.79	8.90
56			База	56	с.ш. 220 кВ РГРЭС	220					65.7	235.0				235.00	6.82
57			Нагр	57	с.т. АТ9 РГРЭС	220										222.94	1.34

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей и
прогнозируемой сетей в минимальном режиме

Нагрузки существующей сети

Название	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Владимировка	1,470	0,695	1,362	0,630	1,358	0,626
ПС 110 кВ Волково	3,665	1,702	3,354	1,617	3,342	1,614
ПС 110 кВ Дачная	4,542	1,435	4,130	1,300	4,108	1,294
ПС 110 кВ Западная	25,491	7,465	22,299	6,417	21,904	6,346
ПС 110 кВ Игнатьево	1,538	0,593	1,475	0,526	1,472	0,518
ПС 110 кВ Кирпичная	1,535	0,960	1,443	0,883	1,440	0,882
ПС 110 кВ Кооперативная	2,542	1,486	2,360	1,378	2,354	1,375
ПС 110 кВ Новая	11,521	3,614	9,863	3,080	9,631	3,047
ПС 110 кВ Птицефабрика	3,638	2,913	3,192	2,590	3,179	2,583
ПС 110 кВ Портовая	4,752	1,819	4,182	1,609	4,164	1,595
ПС 110 кВ Сергеевка	1,665	1,201	1,564	0,947	1,553	0,920
ПС 110 кВ Сетевая	36,164	7,632	32,064	6,879	31,514	6,838
ПС 110 кВ Центральная	15,987	7,523	14,426	6,925	14,341	6,882
ПС 110 кВ Чигири	12,052	5,114	9,558	3,594	9,398	3,427
ПС 110 кВ Северная	12,303	3,965	11,130	3,649	10,957	3,640
ПС 110 кВ Анновка	0,107	0,107	0,090	0,094	0,090	0,093
ПС 110 кВ Ивановка	4,054	1,901	3,576	1,686	3,531	1,680
ПС 110 кВ Полевая	0,222	0,201	0,199	0,196	0,198	0,196
ПС 110 кВ Узловая	3,634	2,152	3,309	1,992	3,288	1,990
ПС 110 кВ Дим	0,705	0,486	0,667	0,458	0,666	0,458
ПС 110 кВ Раздольная	1,297	0,819	1,052	0,750	1,038	0,748
ПС 110 кВ Тамбовка	3,457	1,868	3,106	1,741	3,042	1,737
ПС 110 кВ Бурейск	5,891	3,105	5,345	3,026	5,288	3,024
ПС 110 кВ Михайловка	1,663	1,016	1,494	0,950	1,486	0,949
ПС 110 кВ Поярково	2,909	1,252	2,567	1,180	2,539	1,179
ПС 110 кВ Озёрная	1,380	0,836	1,269	0,734	1,266	0,728
ПС 220 кВ Благовещенская	43,150	102,333	34,384	95,432	28,100	95,300
ПС 220 кВ Хвойная	11,792	7,892	9,744	6,850	9,512	6,713

Прогнозируемые нагрузки

Название	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Владимировка	1,788	0,845	1,657	0,766	1,652	0,761
ПС 110 кВ Волково	4,459	2,071	4,081	1,967	4,066	1,964
ПС 110 кВ Дачная	5,527	1,746	5,025	1,582	4,998	1,575
ПС 110 кВ Западная	31,013	9,082	27,130	7,808	26,649	7,721
ПС 110 кВ Игнатьево	1,871	0,721	1,794	0,640	1,791	0,630
ПС 110 кВ Кирпичная	1,868	1,168	1,756	1,075	1,752	1,073

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Кооперативная	3,093	1,808	2,872	1,676	2,864	1,673
ПС 110 кВ Новая	14,017	4,396	12,000	3,747	11,718	3,707
ПС 110 кВ Птицефабрика	4,426	3,544	3,883	3,152	3,867	3,142
ПС 110 кВ Портовая	5,781	2,213	5,088	1,957	5,066	1,941
ПС 110 кВ Сергеевка	2,026	1,462	1,903	1,152	1,890	1,119
ПС 110 кВ Сетевая	43,999	9,286	39,011	8,369	38,341	8,320
ПС 110 кВ Центральная	19,451	9,153	17,551	8,425	17,448	8,373
ПС 110 кВ Чигири	14,663	6,222	11,629	4,373	11,434	4,170
ПС 110 кВ Северная	14,969	4,824	13,541	4,440	13,331	4,428
ПС 110 кВ Анновка	0,130	0,130	0,110	0,114	0,109	0,113
ПС 110 кВ Ивановка	4,933	2,312	4,351	2,051	4,296	2,045
ПС 110 кВ Полевая	0,270	0,245	0,242	0,239	0,241	0,239
ПС 110 кВ Узловая	4,422	2,618	4,026	2,424	4,000	2,421
ПС 110 кВ Дим	0,858	0,591	0,811	0,558	0,811	0,557
ПС 110 кВ Раздольная	1,578	0,996	1,280	0,912	1,263	0,910
ПС 110 кВ Тамбовка	4,206	2,273	3,779	2,118	3,702	2,113
ПС 110 кВ Бурейск	7,167	3,778	6,504	3,682	6,434	3,679
ПС 110 кВ Михайловка	2,023	1,237	1,818	1,156	1,808	1,155
ПС 110 кВ Поярково	3,540	1,523	3,123	1,436	3,089	1,434
ПС 110 кВ Озёрная	1,679	1,017	1,544	0,893	1,540	0,886
ПС 220 кВ Благовещенская	52,499	124,504	41,834	116,108	34,188	115,947
ПС 220 кВ Хвойная	14,346	9,601	11,855	8,334	11,573	8,167

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет затрат для варианта № 3 реконструкции сети и расчет срока окупаемости для варианта № 2

Капиталовложения для постройки ВЛ для варианта 3:

Произведем расчет при постройке новый опор для каждой ВЛ, то есть на опорах по 1 цепи (опоры стальные)

стоимость одного км для ВЛ сечением 185 и 120 мм²:

$$K_{с185} := 1100 \text{ тыс руб}$$

$$K_{с120} := 1050 \text{ тыс руб}$$

Длина линий от Волково до Хвойной:

$$K_{ЛЭП2} := K_{с185} \cdot 92.70 \cdot 2 + K_{с120} \cdot 34 = 239640 \text{ тыс руб} \quad \begin{array}{l} 92.7 \text{ умножаем на } 2 \text{ т.к мы} \\ \text{меняем сечение } 120 \text{ на } 185 \end{array}$$

$$S_{от.з} := 65$$

$$З_{пр} := 95 \text{ тыс руб}$$

$$K_{от.з2.1} := [(34 + 92.7) \cdot S_{от.з} \cdot 7] \div 1000 = 57.6485 \text{ тыс руб}$$

$$K_{от.з2.2} := З_{пр} \cdot (34 + 92.7) = 12036.5 \text{ тыс руб}$$

$$K_{от.з2} := K_{от.з1.1} + K_{от.з1.2} = 15446.5281 \text{ тыс руб}$$

Заменяем 92.7 км линии сечением 120 мм² на 185 мм², поэтому стоимость демонтажа:

$$K_{дем2} := 20.8 \cdot 2 + 92.7 \cdot 3.36 + 5 \cdot 2 = 363.072 \text{ тыс руб} \quad \begin{array}{l} \text{два транс и } 5 \text{ масляных выключателей} \\ \text{демонтаж ВЛ } 120 \text{ мм}^2 \end{array}$$

$$K_{л2} := (K_{от.з2} + K_{ЛЭП2}) \cdot (K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}) = 5215244.067004 \text{ тыс руб}$$

$$K2 := K_{ПС} + K_{л2} + K_{дем2} = 6571110.639004 \text{ тыс руб}$$

$$U_{ам2} := 0.008 \cdot K_{л2} + 0.059 \cdot K_{ПС} = 121696.659036 \text{ тыс руб}$$

$$U_{ам2} := \frac{K2}{20} = 328555.53195 \text{ тыс руб}$$

Расчет потерь в линиях:

$$P_{Хвой.Озёр} := 14.7$$

$$Q_{Хвой.Озёр} := 2.3$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$P_{\text{Озёр.Пол}} := 12.8$$

$$Q_{\text{Озёр.Пол}} := 2.5$$

$$P_{\text{Пол.Иван}} := 10.7$$

$$Q_{\text{Пол.Иван}} := 3.8$$

$$P_{\text{Иван.Вол}} := 4.4$$

$$Q_{\text{Иван.Вол}} := 1.6$$

$$P_{\text{ср.Хвой.Озёр}} := \frac{P_{\text{Хвой.Озёр}}}{k_{\text{max}}} = 12.25$$

$$Q_{\text{ср.Хвой.Озёр}} := \frac{Q_{\text{Хвой.Озёр}}}{k_{\text{max}}} = 1.916667$$

$$P_{\text{эф.Хвой.Озёр}} := P_{\text{ср.Хвой.Озёр}} \cdot k_{\text{ф}} = 14.0875$$

$$Q_{\text{эф.Хвой.Озёр}} := Q_{\text{ср.Хвой.Озёр}} \cdot k_{\text{ф}} = 2.204167$$

$$P_{\text{эфл.Хвой.Озёр}} := P_{\text{эф.Хвой.Озёр}} \cdot k_{\text{л}} = 9.5795$$

$$Q_{\text{эфл.Хвой.Озёр}} := Q_{\text{эф.Хвой.Озёр}} \cdot k_{\text{л}} = 1.498833$$

$$P_{\text{ср.Озёр.Пол}} := \frac{P_{\text{Озёр.Пол}}}{k_{\text{max}}} = 10.666667$$

$$Q_{\text{ср.Озёр.Пол}} := \frac{Q_{\text{Озёр.Пол}}}{k_{\text{max}}} = 2.083333$$

$$P_{\text{эф.Озёр.Пол}} := P_{\text{ср.Озёр.Пол}} \cdot k_{\text{ф}} = 12.266667$$

$$Q_{\text{эф.Озёр.Пол}} := Q_{\text{ср.Озёр.Пол}} \cdot k_{\text{ф}} = 2.395833$$

$$P_{\text{эфл.Озёр.Пол}} := P_{\text{эф.Озёр.Пол}} \cdot k_{\text{л}} = 8.341333$$

$$Q_{\text{эфл.Озёр.Пол}} := Q_{\text{эф.Озёр.Пол}} \cdot k_{\text{л}} = 1.629167$$

$$P_{\text{ср.Пол.Иван}} := \frac{P_{\text{Пол.Иван}}}{k_{\text{max}}} = 8.916667$$

$$Q_{\text{ср.Пол.Иван}} := \frac{Q_{\text{Пол.Иван}}}{k_{\text{max}}} = 3.166667$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$P_{\text{эф.Пол.Иван}} := P_{\text{ср.Пол.Иван}} \cdot k_{\text{ф}} = 10.254167$$

$$Q_{\text{эф.Пол.Иван}} := Q_{\text{ср.Пол.Иван}} \cdot k_{\text{ф}} = 3.641667$$

$$P_{\text{эфл.Пол.Иван}} := P_{\text{эф.Пол.Иван}} \cdot k_{\text{л}} = 6.972833$$

$$Q_{\text{эфл.Пол.Иван}} := Q_{\text{эф.Пол.Иван}} \cdot k_{\text{л}} = 2.476333$$

$$P_{\text{ср.Иван.Вол}} := \frac{P_{\text{Иван.Вол}}}{k_{\text{мах}}} = 3.666667$$

$$Q_{\text{ср.Иван.Вол}} := \frac{Q_{\text{Иван.Вол}}}{k_{\text{мах}}} = 1.333333$$

$$P_{\text{эф.Иван.Вол}} := P_{\text{ср.Иван.Вол}} \cdot k_{\text{ф}} = 4.216667$$

$$Q_{\text{эф.Иван.Вол}} := Q_{\text{ср.Иван.Вол}} \cdot k_{\text{ф}} = 1.533333$$

$$P_{\text{эфл.Иван.Вол}} := P_{\text{эф.Иван.Вол}} \cdot k_{\text{л}} = 2.867333$$

$$Q_{\text{эфл.Иван.Вол}} := Q_{\text{эф.Иван.Вол}} \cdot k_{\text{л}} = 1.042667$$

$$R_{\text{Хвой.Озёр}} := 8.95$$

$$R_{\text{Озёр.Пол}} := 34 \cdot 0.244 = 8.296$$

$$R_{\text{Пол.Иван}} := 8.05$$

$$R_{\text{Иван.Вол}} := 5.54$$

$$W_{\text{ВЛ.Хвой.Озёр}} := \left(\frac{P_{\text{эф.Хвой.Озёр}}^2 + Q_{\text{эф.Хвой.Озёр}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Хвой.Озёр}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл.Хвой.Озёр}}^2 + Q_{\text{эфл.Хвой.Озёр}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Хвой.Озёр}} \cdot T_{\text{л}} = 1086.162045$$

$$W_{\text{ВЛ.Озёр.Пол}} := \left(\frac{P_{\text{эф.Озёр.Пол}}^2 + Q_{\text{эф.Озёр.Пол}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Озёр.Пол}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл.Озёр.Пол}}^2 + Q_{\text{эфл.Озёр.Пол}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Озёр.Пол}} \cdot T_{\text{л}} = 773.536353$$

$$W_{\text{ВЛ.Пол.Иван}} := \left(\frac{P_{\text{эф.Пол.Иван}}^2 + Q_{\text{эф.Пол.Иван}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Пол.Иван}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл.Пол.Иван}}^2 + Q_{\text{эфл.Пол.Иван}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Пол.Иван}} \cdot T_{\text{л}} = 568.961745$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$W_{\text{ВЛ.Иван.Вол}} := \left(\frac{P_{\text{эф.Иван.Вол}}^2 + Q_{\text{эф.Иван.Вол}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Иван.Вол}} \cdot T_{\text{з}} + \left(\frac{P_{\text{эфл.Иван.Вол}}^2 + Q_{\text{эфл.Иван.Вол}}^2}{U_{\text{н}}^2} \right) \cdot R_{\text{Иван.Вол}} \cdot T_{\text{л}} = 66.570761$$

$$W_2 := W_{\text{тр}} + W_{\text{ВЛ.Хвой.Озёр}} + W_{\text{ВЛ.Озёр.Пол}} + W_{\text{ВЛ.Пол.Иван}} + W_{\text{ВЛ.Иван.Вол}} = 3147.893287$$

$$U_{W2} := W_2 \cdot 3.48 = 10954.668637$$

$$U_{\text{сумм2}} := U_{\text{эк.р}} + U_{\text{ам2}} + U_{W2} = 461206.859623$$

$$3_2 := U_{\text{сумм2}} + 0.14 \cdot K_2 = 1381162.349084 \quad \left(\frac{3_1 - 3_2}{3_1} \right) \cdot 100 = -3.383339$$

$$3_1 = 1335962.222492$$

$$3_2 = 1381162.349084$$

При минимуму приведенных затрат определяем, что наиболее экономичным является вариант номер 2 (31)

$$P_{\text{max}} := 36.808$$

$$W_{\text{по1}} := P_{\text{max}} \cdot 5900 = 217167.2 \quad \text{МВт} \quad W_{\text{по2}} := P_{\text{max}} \cdot 5900 = 217167.2 \quad \text{МВт}$$

Тариф на передачу э/э: $T_{\text{пер}} := 4.75$ уточнить!

$$O_1 := W_{\text{по1}} \cdot T_{\text{пер}} = 1031544.2 \quad O_2 := W_{\text{по2}} \cdot T_{\text{пер}} = 1031544.2$$

Налог на прибыль: $U_{\text{сумм1}} = 461398.725216$

$$H_1 := 0.25 \cdot (O_1 - U_{\text{сумм1}}) = 142536.368696 \quad H_2 := 0.2 \cdot (O_1 - U_{\text{сумм2}}) = 114067.468075$$

$$\Pi_{\text{ч1}} := O_1 - U_{\text{сумм1}} - H_1 = 427609.106088 \quad \Pi_{\text{ч2}} := O_2 - U_{\text{сумм2}} - H_2 = 456269.872301$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

$$O_1 := W_{\text{пол}} \cdot T_{\text{пер}} = 1031544.2$$

$$O_2 := W_{\text{по2}} \cdot T_{\text{пер}} = 1031544.2$$

$$\text{Налог на прибыль: } U_{\text{сумм1}} = 461398.725216$$

$$H_1 := 0.25 \cdot (O_1 - U_{\text{сумм1}}) = 142536.368696$$

$$H_2 := 0.2 \cdot (O_1 - U_{\text{сумм2}}) = 114067.468075$$

$$\Pi_{\text{ч1}} := O_1 - U_{\text{сумм1}} - H_1 = 427609.106088$$

$$\Pi_{\text{ч2}} := O_2 - U_{\text{сумм2}} - H_2 = 456269.872301$$

$$T_{\text{ок1}} := \frac{K_1}{\Pi_{\text{ч1}} + U_{\text{ам1}}} = 8.442266$$

$$T_{\text{ок2}} := \frac{K_2}{\Pi_{\text{ч2}} + U_{\text{ам2}}} = 8.372704$$

$$C_1 := \frac{U_{\text{сумм1}}}{W_{\text{по1}}} = 2.124624$$

$$C_2 := \frac{U_{\text{сумм2}}}{W_{\text{по2}}} = 2.123741$$

$$K_{\text{пс}} := K_1 = 6246882.123405$$

$$I_{\text{пс}} := U_{\text{сумм1}} = 461398.725216$$

$$T_{\text{стр}} := 1$$

$$K_{\text{Г}} := \frac{K_{\text{пс}}}{T_{\text{стр}}} = 6246882.123405$$

$$I_{\text{Г}} := \frac{I_{\text{пс}}}{T_{\text{стр}}} = 461398.725216$$

$$P_{\text{max}} := 36.808$$

$$T_1 := 8760$$