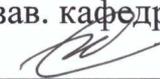


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетика
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



« 03 07 2020 г. Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка оптимальной схемы подключения подстанции Восток – Раф-
флс к электроэнергетической системе Приморского края

Исполнитель
студент группы 642-об2



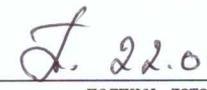
подпись, дата 22.06.2020 Е.С. Шейко

Руководитель
канд.техн.наук, профессор



подпись, дата 22.06.2020 Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-
сти и экологичности
канд.техн.наук, доцент



подпись, дата 22.06.2020 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель



подпись, дата 02.07.2020 Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 25 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шейко Егора Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка оптимальной схемы подключения подстанции Восток-Раффлс к электроэнергетической системе Приморского края

(утверждено приказом от 657-уч № 23.03.2020)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: нормальная схема электрических соединений Приморского края, карта-схема Приморского края, схема потокораспределения Приморского края, схема токов короткого замыкания Приморского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ состояния электрических сетей юга Приморского края, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети, расчет токов КЗ, проектирование ПС, релейная защита и автоматика, анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети, экономический расчет, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 17 рисунков, 45 таблицы, 27 источников, 6 приложений, карта-схема Приморского края, однолинейная электрическая схема сети, подробная однолинейная схема подстанции Восток-Раффлс, план подстанции Восток-Раффлс, релейная защита трансформатора, расчет установившихся режимов сети

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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Мясоедов Ю.В., профессор, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 151 с., 17 рисунков, 45 таблиц, 6 приложений, 27 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТАРИФ

В данной работе проведен анализ состояния электрических сетей, разработаны варианты подключения проектируемой подстанции в электрическую сеть, произведен расчет токов короткого замыкания, осуществлено проектирование подстанции, осуществлен выбор релейной защиты и автоматики, произведен анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети, рассчитана инвестиционная привлекательность проекта, решены вопросы безопасности и экологичности проекта.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении строящейся подстанции, отвечающей современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

Проект был разработан в операционной системе Windows 10 2020 г. с использованием программ: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office Visio 2013 г., Microsoft Office Excel 2013 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ остояния электрических сетей юга приморского края	10
1 Климатическая характеристика и территориальные особенности юга Приморского края	10
1.2 Характеристика источников питания	12
1.3 Характеристика электрических сетей приморского края	15
1.4 Расчет установившихся режимов существующей сети	20
1.5 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	26
1.6 Пнализ установившихся режимов существующей сети	33
2 Разработка вариантов включения подстанции Восток-раффлс к энергосистеме Приморского края	44
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края на 2023 г.	44
2.2 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Восток-раффлс	45
2.2.1 Выбор номинального напряжения	49
2.2.2 Компенсация реактивной мощности	51
2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи	52
2.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	53
3 Расчет токов короткого замыкания	56
4 Проектирование ПС Восток-раффлс	61
4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	61
4.2 Выбор и проверка выключателей	62
4.3 Выбор и проверка разъединителей	66
4.4 Выбор трансформаторов тока	67
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	71
4.6 Выбор шинных конструкций	74
4.6.1 Выбор жестких шин	74

4.6.2	Выбор гибких шин	76
4.7	Выбор изоляторов	79
4.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	81
4.9	Выбор комплектных распределительных устройств	82
4.11	Выбор высокочастотных заградителей	87
4.12	Разработка заземления и молниезащиты проектируемой подстанции	87
4.12.1	Конструктивное исполнение заземления и определение его стационарного и импульсного сопротивлений	88
4.12.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	92
4.12.3	Выбор и проверка ОПН	93
5	Релейная защита и автоматика	96
5.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети	96
5.2	Релейная защита силового трансформатора	96
5.2.1	Продольная дифференциальная токовая защита	96
5.2.2	Максимальная токовая защита	100
5.2.3	Защита от перегрузки	101
5.2.4	Газовая защита	102
6	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	104
6.1	Выбор и характеристика пвк для расчета режимов	104
6.2	Подготовка исходных данных для расчета	104
6.3	Расчет максимального режима и его анализ	105
7	Экономический расчет	124
7.1	Расчет капиталовложений	124
7.2	Расчет эксплуатационных издержек	125
7.3	Оценка экономической эффективности проекта	125
8	Безопасность и экологичность	129
8.1	Безопасность	129

8.1.1 Технические мероприятия по предотвращению поражения электрическим током	130
8.1.2 Безопасное ведение монтажных работ на подстанции	136
8.2 Экологичность	138
8.2.1 Расчет габаритов маслоприемника	138
8.2.2 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	141
8.3 Чрезвычайные ситуации	144
8.3.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Восток-раффлс»	144
8.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Восток-раффлс»	146
Заключение	148
Библиографический список	149
Приложение А – Расчёт параметров ЛЭП и трансформаторов	152
Приложение Б – Разработка вариантов включения подстанции	157
Приложение В – Проектирование ПС	161
Приложение Г – Релейная защита силового трансформатора	172
Приложение Д – Экономический расчёт	175
Приложение Е – Математическая модель в Rastrwin 3	180

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТЭЦ – Артемовская теплоэлектроцентраль;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокая сторона;

ВТЭЦ – Владивостокская теплоэлектроцентраль;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИП – источник питания;

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

НН – низкая сторона;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Положение Приморского края предоставляет возможность региону стать восточными воротами Российской Федерации на пути к Китаю, Японии, Тайваня и Кореи. Также Приморский край обладает богатым природным потенциалом и является одним из наиболее инвестиционно привлекательных регионов.

АО «Восток-Раффлс» является совместным предприятием «Дальневосточный центр судостроения и судоремонта» и сингапурской компании SIMS Raffles Offshore Limited. Целью создания Общества является реализация проекта современной верфи судостроения на Дальнем Востоке России. Проект судостроения АО «Восток-Раффлс» является 3 очередью возведения судостроительного комплекса «Звезда». Верфь будет ориентирована, прежде всего, на строительство полупогруженных и самоподъемных плавучих буровых установок для освоения континентального шельфа. Запланированный объект будет находиться недалеко от Владивостока и от крупнейших мировых центров судостроения, таких как Китай, Южная Корея и Япония, а также вблизи с новыми нефтяными и месторождениями Дальнего Востока.

Электроснабжение потребителей в районе строительства объекта в настоящее время осуществляется на напряжение 110 кВ. Ближайшим электросетевым объектом является ПС 110 кВ Новый мир и ПС 110 кВ Подъяпольск, пропускная способность которых недостаточна для обеспечения надежного и качественного электроснабжения верфи.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы выпускной квалификационной работы: разработка оптимальной схемы подключения ПС Восток-Раффлс (25 МВт) к энергосистеме Приморского края.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимального варианта конфигурации электрической сети при её включении, отвечающей современным требованиям надежности и качества электроснабжения, безопасности, экологичности и экономичности.

К задачам проекта относятся:

- разработка вариантов включения подстанции Восток-Раффлс;
- проектирование подстанции Восток-Раффлс;
- определение экономичного варианта включения и оценка экономической эффективности проекта.

Пути решения поставленных задач:

- структурный анализ и анализ существующих режимов электрической сети рассматриваемого района;
- разработка и выбор оптимального варианта подключения объекта к электрической сети, отвечающего требованиям качества и надежности;
- выбор силового электрооборудования, используя современное оборудование;
- расчет затрат проекта и анализ его экономической эффективности.

Проект разработан в операционной системе Windows 10 2020 г. С использованием программ Microsoft Office 365, Microsoft Visio 2016 г., Mathcad 15.0, ПВК RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЮГА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности юга Приморского края

Находясь в самой южной части Дальнего Востока, Приморский край занимает юго-восточную окраину Российской Федерации. Находясь на берегу Японского моря, край граничит с Хабаровским краем и с Китаем и Северной Кореей. В состав Приморского края входят такие острова, как: Русский, Рикорда, Путятин, Аскольд, Попова и другие.

Основные крупно физико-географические подразделения Приморского края – разделяющая их Западно-Приморская равнина, а также Сихотэ-Алинский и Восточно-Маньчжурская горные области.

Во внутренней части Западно-Приморской равнинной области находится озеро Ханка. Вокруг него располагается одноименная низменность – заболоченные равнинные пространства, разделенные широкими речными долинами. На южном и северном продолжении Ханкайской низменности выделяются Раздольненская и Нижне-Бикинская равнины, образованные долинами крупных рек: Бикин, Уссури, Раздольная.

Крайней южной - устье реки Тумыньцзян, крайней северной точкой края является исток речки Дагды, крайней западной - исток реки Черухе в Хасанском районе, крайней восточной - берег Японского моря у мыса Туманного. Расстояние между крайними южной и северной точками, расположенными на границе края, равно 900 км. Наибольшая протяженность края с востока на запад по широте составляет 430 км.

Строительство рассматриваемого объекта будет производиться в Шкотовском районе, расположенным на юге Приморского края на берегу Уссурийского залива Японского моря. Шкотовский район граничит с городскими округами –

Артемовским, Уссурийским, Партизанским, ЗАТО Фокино и Большим Камнем, и районами – Михайловским, Анучинским и Партизанским.

На рисунке 1 представлена карта Приморского края.

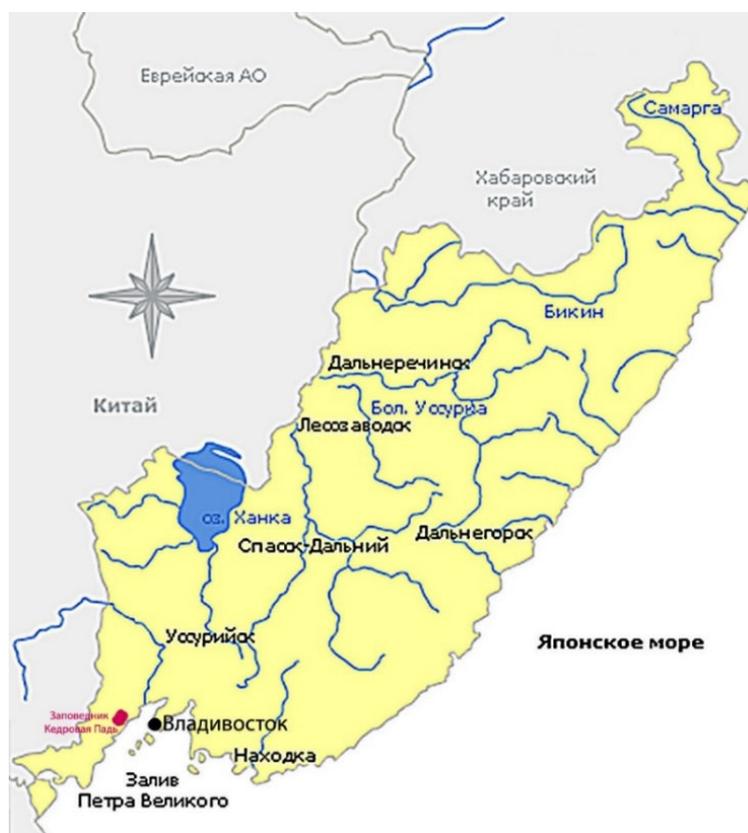


Рисунок 1 – Приморский край

Необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Район по пляске проводов	умеренный
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	инус 42
Среднегодовая температура воздуха, °С	3
Высшая температура воздуха, °С	37

1	2
Число грозových часов в год	10-20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	2,8
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Температура гололедообразования, °С	минус 10
Степень загрязнения атмосферы	II

1.2 Характеристика источников питания

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока, работающей изолированно от Единой энергосистемы России. В состав рассматриваемой энергосистемы входят ЭС Амурской области, объединенный энерго-район энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон Якутской ЭС.

75% общей площади края охвачено централизованным электроснабжением, остальная доля снабжается электроэнергией от автономных дизельных электростанций, расположенных, в основном, в отдаленных северных районах и имеющие малые объемы электропотребления.

Согласно [26] суммарное потребление электроэнергии за отчетный 2018 год составляет 13393,5 кВт*ч, что на 2,1% выше, чем в прошлом году, при максимуме нагрузки 2442,9 МВт и при использовании максимальной мощности 5832 час.

На 01.10.2019 года суммарная установленная мощность электростанций Приморского края составляет 2774,5 МВт, из них 2759 МВт работают на ОЭС.

Проектируемый объект будет расположен в энергорайоне Партизанская ГРЭС – Артёмовская ТЭЦ. В рассматриваемый энергорайон входят потребители Находкинского городского округа, городского округа Большой камень, город-

ского округа ЗАТО г. Фокино, Партизанского муниципального района и частично Шкотовского муниципального района. Находятся следующие крупные потребители: ОАО «РЖД», ОАО «Восточный порт», АО «Находкинский морской торговый порт», ПАО «Находкинский судоремонтный завод», ООО «Спецморнефтепорт Козьмино», ОАО Звезда», главная база Тихоокеанского флота. Электроснабжение района осуществляется по ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2;
- ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Екатериновка.

Основными источниками питания рассматриваемого энергорайона являются Артёмовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС.

Артёмовская ТЭЦ

Место расположения: г. Артём. Тип топлива: нефтетопливо, уголь. Суммарная установленная мощность: 400 МВт. По данным контрольных замеров зимнего периода суммарная генерируемая мощность составляет 279 МВт, т.е. 69,75 % от суммарной установленной мощности.

Таблица 2 – Характеристика генерирующих агрегатов АТЭЦ

Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Установленная мощность, МВт
1	КТ-115-8,8-2	24.04.2000	100
2	КТ-115-8,8-2	01.04.2004	100
3	К-100-90-6	25.12.1966	100
4	К-100-90-6	30.09.1967	100

Трансформаторы:

- два автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;

- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 5 линейных. Данное РУ применяется на напряжение 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 8 трансформаторных ячеек и 7 линейных.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки и 5 линейных.

Распределительное устройство 10 кВ на однолинейной схеме не задействовано, его описание не требуется.

Партизанская ГРЭС

Место расположения: г. Партизанск. Тип топлива: нефтетопливо, уголь. Суммарная установленная мощность: 203 МВт. По данным контрольных замеров зимнего периода суммарная генерируемая мощность составляет 121 МВт, т.е. 59,6 % от суммарной установленной мощности.

Таблица 3 – Характеристика генерирующих агрегатов ПаГРЭС

Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Установленная мощность, МВт
1	Т-80/97-90	01.12.1980	80
2	К-82/100-90	01.02.2010	82
3	К-41/50-90	01.12.1958	41

Трансформаторы:

- два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-80000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- два трехобмоточных трансформатора ТРДН-40000/35/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Такое решение предназначено для тупиковых или осветительных двухтрансформаторных ПС, питаемые по 2-м ВЛ, содержит две линейных и две трансформаторных ячейки.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 7 трансформаторных ячеек и 5 линейных.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 3 линейных.

Распределительное устройство 10 кВ на однолинейной схеме не задействовано, его описание не требуется.

1.3 Характеристика электрических сетей Приморского края

В Приморском крае получили развития электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть 220-500 кВ относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживается филиалом – «Приморское предприятие МЭС». Распределительная сеть сформирована на напряжении 35-110 кВ, в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются филиалом «Приморские электрические сети».

В структурном анализе электрических сетей рассмотрены ЛЭП и ПС напряжением 110-500 кВ.

Электрическая сеть 220 кВ рассматриваемого эквивалента сети АТЭЦ – ПС 220 кВ Береговая-2 – ПС 220 кВ Звезда – ПС 220 кВ Перевал – ПС 220 кВ Широкая – ПС 500 кВ Лозовая – ПаГРЭС является магистральной с двухсторонним питанием. Электрическая сеть 110 кВ является сложноразветвленной сетью.

Таблица 4 –Характеристика линий электропередачи

Наименование линии	$U_{ном}$, кВ	Марка и сечение	Длина линии, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	220	АС-300	45,3
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	220	АС-300	0,59
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	220	АС-300	34,18
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	220	АС-300	40,24
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	220	АС-300	32,3
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	220	АС-300	22,0
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	110	АС-120/М-70	2,98/22,01
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	110	АС-150/М-70	2,9/28,91
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	110	М-70	1,04
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	110	АС-120	1,7
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	110	М-70	19,49
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	110	М-95/М-70/АС-120	1,93/8,28/7,54
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	110	АС-120/М-70	11,65/8,9
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	110	АС-120/М-70	1,062/16,15
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	110	АС-120/М-70	6,75/6,95
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	110	АС-120/М-70	8,3/28,0

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	110	АС-240/АС-300	7,5/1,3
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	110	АС-70	2
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 81	110	АС-95	2
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	110	АС-70	22
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	110	АС-95	0,03
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	110	АС-95	0,03
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	110	АС-95	14,0
ВЛ 110 кВ Новый мир – ПС Подьяпольск	110	АС-95	13,4
ВЛ 110 кВ Подьяпольск – 178-Ф	110	АСК-120	13,9
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	110	АСК-120	6,3
Вл 110 кВ Прибой – Промысловка	110	М-70	8,11

Таблица 5 – Характеристика ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Марка и мощность тр-ра	Способ присоединения	U, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
Лозовая (РУ 500 кВ)	1	АОДЦТН-167000	Проходная	500	6Н
	2	АОДЦТН-167000			
	3	АОДЦТН-167000			
Лозовая (РУ 220 кВ)	-	-		220	9Н
Береговая-2	1	АТДЦТН-63000	Проходная	220	7
	2	АТДЦТН-63000			
Звезда	1	ТРДН-63000	Проходная	220	7
	2	ТРДН-63000			
Перевал	1	ТРДН-40000	Проходная	220	13Н
	2	ТРДН-40000			
Широкая (РУ 220 кВ)	1	АТДЦТН-125000	Проходная	220	9
	2	АТДЦТН-125000			
Широкая (РУ 110 кВ)	1	ТДТН-40000		110	нетип.
	2	ТДТН-40000			
Садовая	1	ТРДН-40000	Проходная	110	7
	2	ТРДН-40000			
Береговая 1	1	ТДТН-20000	Узловая	110	9
	2	ТДТН-20000			
Промысловка	1	ТДТН-16000	Узловая	110	9
	2	ТДТН-16000			
С-55	1	ТДТН-10000	Проходная	110	9
	2	ТДТН-10000			
Смоляниново/т	1	ТДТНЖ-40000	Проходная	110	9
	2	ТДТНЖ-40000			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Волчанец	1	ТДТН-16000	Тупиковая	110	не-тип.
	2	ТДТН-16000			
Находка	1	ТДТН-40000	Узловая	110	13
	2	ТДТН-40000			
Находка/г	1	ТДТНЖ-40000	Проходная	110	9
	2	ТДТНЖ-40000			
Топаз	1	ТДН-16000	Тупиковая	110	9
	2	ТДН-10000			
Песчаная	1	ТМН-6300	Тупиковая	110	не-тип.
	2	ТДН-10000			
Новый мир	1	ТМН-6300	Проходная	110	5Н
	2	ТМТН-6300			
Подъяпольск	1	ТМН-6300	Проходная	110	5Н
	2	ТМН-6300			
178-Ф	1	ТДН-16000	Проходная	110	7
	2	ТДН-16000			
Прибой	1	ТМН-6300	Тупиковая	110	не-тип.
	2	ТМТН-6300			

Виды РУ:

5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;

6Н – Треугольник;

7 – Четырехугольник;

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

9Н – Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей;

13 – Две рабочие системы шин;

13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

Общая протяженность ЛЭП рассматриваемого эквивалента сети составляет 450 км. Самой длинной линией является ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2. В основном линии являются одноцепными, с участками разных марок и сечений. Большинство проводников выполнено маркой АС, но также присутствуют провода марки М. Данные факторы говорят об высоких потерях электроэнергии в ЛЭП и низкой надежности электросететвого комплекса.

В рассматриваемой сети имеются 19 ПС, 2 из них являются тяговыми, которые отрицательно влияют на качество электроэнергии. В основном все ПС являются двухтрансформаторными, что говорит о повышенной надежности электроснабжения потребителей. Большинство РУ ВН выполнены по типовых схемам 9 и 7, также присутствуют нетиповые схемы. По способу присоединения большинство ПС являются проходными, что говорит о слабой связи между ПС.

1.4 Расчет установившихся режимов существующей сети

Задачей расчета режима сети является определение параметров рабочего установившегося режима электрической сети (напряжения, тока, потокораспределения, потерь мощности).

При решении задачи проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Эта оценка позволяет установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети заданных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Помимо этого, такие расчеты дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Расчет режима сети является трудоемкой задачей, прежде всего связанной с большим количеством рассматриваемых элементов. Поэтому следует производить расчет режима при помощи ЭВМ. В данном случае расчет был выполнен в ПК RastrWin 3.

Расчет электрического режима сети следует производить при помощи ЭВМ, так как сложность ручного расчета связана с большим количеством рассматриваемых элементов сети. В данном проекте будем использовать RasrtWin3.

В данной программе табличного типа схемы замещения линий электропередачи задаются с помощью активного, индуктивного сопротивления и проводимости, удельные значения которых берутся с каталога [7]. Ветви схемы замещения трансформаторов задаются аналогично, но также учитывается коэффициент трансформации.

Для удобства моделирования электрической сети в программную среду рекомендовано использовать схемы замещения рассматриваемой электрической сети. В данном проекте эквивалент электрической сети огромен, поэтому составление схемы замещения опустим.

Для расчета параметров линии используются следующие формулы:

$$R_{л} = r_0 \cdot l, \quad (1)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l, \quad (2)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$$B_{л} = b_0 \cdot l, \quad (3)$$

$$G_{л} = g_0 \cdot l, \quad (4)$$

где b_0 и g_0 – удельные активная и ёмкостная проводимости, мкСм/км.

Для расчёта параметров трансформатора используем следующие формулы:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}, \quad (5)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad (6)$$

где ΔQ_x и ΔP_x – потери реактивной и активной мощностей на холостой ход, Мвар и МВт;

U_{BH} – номинальное напряжение на высокой стороне силового трансформатора.

Коэффициент трансформации:

$$K_{T.B-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (7)$$

$$K_{T.C-H} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (8)$$

где U_{BH} – фактическое напряжение на высокой стороне силового трансформатора;

U_{CH} – фактическое напряжение на средней стороне силового трансформатора;

U_{HH} – фактическое напряжение на низкой стороне силового трансформатора.

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов представлен в Приложении А.

Таблица 6 – Параметры линий

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	4,43	19,43	-199,59
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	0,058	0,253	-1,558
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	3,35	14,66	-90,23
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	3,94	17,26	-106,23
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	3,16	13,86	-85,27
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	2,156	9,43	-58,08
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	6,68	13,29	-53,35
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	8,38	17,003	-67,5
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	0,281	0,568	-2,147
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	0,423	0,726	-4,522
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	5,262	10,642	-40,227
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	4,497	8,775	-41,13
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	5,304	9,834	-49,359
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	4,6240	9,271	-36,153
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	3,557	6,677	-32,3
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	1,027	3,28	-28,97
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	9,627	18,832	-79,87
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	0,856	0,888	-5,1
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 81	0,621	0,868	-5,22
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	9,416	9,768	-56,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	0,009	0,013	-0,078
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	0,009	0,013	-0,078
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	4,284	6,076	-36,54
ВЛ 110 кВ Новый мир – ПС Подьяпольск	4,1	5,816	-34,97
ВЛ 110 кВ Подьяпольск – 178-Ф	3,461	5,935	-36,97

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	4,1	5,82	-34,97
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	2,19	4,43	-16,74

Таблица 7 – Параметры трансформаторов

Трансформатор		$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$B_T,$ мкСм	$G_T,$ мкСм	$k_{np} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}$	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
1		2	3	4	5	6	7
3*АОДЦТН- 167000	ВН	0,58	61,1	8	0,5	0,46	0,022
	СН	0,39	0	0	0		
	НН	2,9	113,5	0	0		
АТДЦТН-63000	ВН	1,4	104	5,95	0,55	0,526	0,028
	СН	1,4	0	0	0		
	НН	2,8	195,6	0	0		
АТДЦТН-125000	ВН	0,55	59,2	11,81	1,23	0,526	0,028
	СН	0,48	0	0	0		
	НН	3,2	131	0	0		
ТДТНЖ-40000	ВН	0,9	33,5	24,19	4,76	0,308	0,24
	СН	0,9	0	0	0		
	НН	0,9	20,7	0	0		
ТДТН-40000	ВН	0,8	35,5	18,15	3,25	0,335	0,054 (0,091)
	СН	0,8	0	0	0		
	НН	0,8	22,3	0	0		
ТДТН-25000	ВН	1,5	56,9	13,23	2,34	0,335	0,057 (0,096)
	СН	1,5	0	0	0		
	НН	1,5	35,7	0	0		

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
ТДТН-16000	ВН	2,6	56,9	12,09	2,34	0,335	0,057 (0,096)
	СН	2,6	0	0	0		
	НН	2,6	35,7	0	0		
ТДТН-10000	ВН	5	142,2	8,32	1,28	0,335	0,057 (0,096)
	СН	5	0	0	0		
	НН	5	82,7	0	0		
ТМТН-6300	ВН	9,7	225,7	5,72	1,06	0,335	0,057 (0,096)
	СН	9,7	0	0	0		
	НН	9,7	131,2	0	0		
ТРДН-63000	ВН	3,9	100,7	9,42	1,55	0,029 (0,048)	0,029 (0,048)
	СН	1,95	50,35	0	0		
	НН	1,95	50,35	0	0		
ТРДН-40000	ВН	5,6	158,7	6,8	0,94	0,029 (0,048)	0,029 (0,048)
	СН	2,8	79,35	0	0		
	НН	2,8	79,35	0	0		
ТРДН-40000(110 кВ)	ВН	1,4	34,7	17,39	2,72	0,054 (0,091)	0,054 (0,091)
	СН	0,7	17,35	0	0		
	НН	0,7	17,35	0	0		
ТДН-16000	-	4,38	86,7	8,46	1,43	-	0,056 (0,095)
ТДН-10000	-	7,95	139	5,29	1,05	-	0,056 (0,095)
ТМН-6300	-	14,7	220,4	3,81	1,06	-	0,056 (0,095)

Для сокращения количества переменных в задаче расчета режима электрической сети приведём подстанции 110 кВ к высокой стороне, с учетом нагрузочных потерь трансформаторов.

В двухобмоточном силовом трансформаторе нагрузочные потери мощности трансформатора рассчитываются по выражениям:

$$\Delta P_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \cdot R_T + \Delta P_x, \quad (9)$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \cdot X_T + \Delta Q_x, \quad (10)$$

где P_H и Q_H – значения активной и реактивной мощности нагрузки, МВт и Мвар;

R_T и X_T – активное и индуктивное сопротивления трансформатора, Ом.

В трехобмоточном трансформаторе или в автотрансформаторе потери мощности рассчитываются по следующим выражениям:

$$\Delta P_T = \frac{S_{нн}^2}{U_6^2} R_{T3} + \frac{S_{сн}^2}{U_6^2} R_{T2} + \frac{S_{вн}^2}{U_6^2} R_{T1} + \Delta P_x, \quad (11)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{нн}^2}{U_6^2} X_{T3} + \frac{S_{сн}^2}{U_6^2} X_{T2} + \frac{S_{вн}^2}{U_6^2} X_{T1} + \Delta Q_x, \quad (12)$$

1.5 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Состояние электрической сети постоянно изменяются из-за многих факторов, например, из-за изменения величин нагрузки, что связано с отключением и включением электроприемников или изменения режима их работы.

Электрические нагрузки во время контрольных замеров – два раза в год.

Так как в качестве исходной информации об нагрузке известна только максимальная мощность в день контрольных замеров и информация по ГЭН потребителей неизвестна, то для расчета примем, что коэффициент летнего снижения

равен $K_{\text{л}} = 0,85$, коэффициент заполнения $K_3 = 0,5$, а коэффициент максимума $K_{\text{max}} = 1,2$. Коэффициент формы определяется по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1+2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}}. \quad (13)$$

Средняя активная и реактивная мощности определим как:

$$P_{\text{cp}} = \frac{P_{\text{max}}}{K_{\text{max}}}, \quad (14)$$

$$Q_{\text{cp}} = P_{\text{cp}} \cdot \text{tg}\phi. \quad (15)$$

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{cp}} \cdot K_{\phi}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \text{tg}\phi. \quad (17)$$

Вероятностные характеристики представлены в таблице 8.

Рассмотрим пример расчета вероятностных характеристик и в зимний период для ПС Восток-Раффлс.

Коэффициент формы при неизвестном ГЭН:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1+2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5}} = 1,157.$$

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{30}{1,2} = 25 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 25 \cdot 0,4 = 10 \text{ Мвар}.$$

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности:

$$P_{эф} = 25 \cdot 1,157 = 28,92 \text{ МВт};$$

$$Q_{эф} = 28,92 \cdot 0,4 = 11,57 \text{ Мвар}.$$

Нахождение вероятностных характеристик и прогнозирования нагрузок для летнего периода проводится аналогично.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики

Название узла	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
АТЭЦ 220 кВ	Лето	19,55	22,62	23,46	7,82	9,05	9,38
	Зима	23,00	26,61	27,60	9,20	10,64	11,04
АТЭЦ 110 кВ	Лето	178,57	206,61	214,29	71,43	82,64	85,71
	Зима	210,08	243,07	252,10	84,03	97,23	100,84
Береговая-2	Лето	11,97	13,85	14,37	4,79	5,54	5,75
	Зима	14,08	16,29	16,90	5,63	6,52	6,76
Звезда	Лето	0,14	0,16	0,17	0,06	0,07	0,07
	Зима	0,17	0,19	0,20	0,07	0,08	0,08
Перевал	Лето	0,64	0,74	0,76	0,26	0,3	0,31
	Зима	0,75	0,87	0,9	0,3	0,35	0,36

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
Широкая	Лето	35,70	41,30	42,84	14,28	16,52	17,14
	Зима	42,00	48,59	50,40	16,80	19,44	20,16
Лозовая 500 кВ	Лето	52,63	60,89	63,16	21,05	24,36	25,26
	Зима	61,92	71,64	74,30	24,77	28,66	29,72
Лозовая 220 кВ	Лето	1,42	1,64	1,70	0,57	0,66	0,68
	Зима	1,67	1,93	2,00	0,67	0,77	0,80
ПаГРЭС	Лето	125,94	145,71	151,13	50,38	58,29	60,45
	Зима	148,17	171,43	177,80	59,27	68,57	71,12
Смоляниново/т	Лето	7,44	8,61	8,93	2,98	3,44	3,57
	Зима	8,75	10,12	10,50	3,50	4,05	4,20
Береговая 1	Лето	6,52	7,54	7,82	2,61	3,02	3,13
	Зима	7,67	8,87	9,20	3,07	3,55	3,68
Промысловка	Лето	9,92	11,47	11,90	3,97	4,59	4,76
	Зима	11,67	13,50	14,00	4,67	5,40	5,60
С-55	Лето	5,38	6,23	6,46	2,15	2,49	2,58
	Зима	6,33	7,33	7,60	2,53	2,93	3,04
Волчанец	Лето	7,86	9,10	9,44	3,15	3,64	3,77
	Зима	9,25	10,70	11,10	3,70	4,28	4,44
Находка	Лето	45,19	52,29	54,23	18,08	20,91	21,69
	Зима	53,17	61,51	63,80	21,27	24,61	25,52
Находка/т	Лето	7,51	8,69	9,01	3,00	3,47	3,60
	Зима	8,83	10,22	10,60	3,53	4,09	4,24
Топаз	Лето	3,47	4,02	4,17	1,39	1,61	1,67
	Зима	4,08	4,72	4,90	1,63	1,89	1,96
Песчаная	Лето	0,35	0,41	0,43	0,14	0,16	0,17
	Зима	0,42	0,48	0,50	0,17	0,19	0,20

1	2	3	4	5	6	7	8
Новый мир	Лето	1,42	1,64	1,70	0,57	0,66	0,68
	Зима	1,67	1,93	2,00	0,67	0,77	0,80
Подъяпольск	Лето	1,84	2,13	2,21	0,74	0,85	0,88
	Зима	2,17	2,51	2,60	0,87	1,00	1,04
178-Ф	Лето	3,75	4,34	4,51	1,50	1,74	1,80
	Зима	4,42	5,11	5,30	1,77	2,04	2,12
Прибой	Лето	1,70	1,97	2,04	0,68	0,79	0,82
	Зима	2,00	2,31	2,40	0,80	0,93	0,96
Садовая	Лето	16,58	19,18	19,89	6,63	7,67	7,96
	Зима	19,5	22,56	23,40	7,80	9,02	9,36
Восток Раффлс	Лето	21,25	24,59	25,50	8,50	9,83	10,20
	Зима	25,00	28,93	30,00	10,00	11,57	12,00

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (18)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет $\varepsilon = 0,31$ %, согласно СиПР Приморского края.

Рассмотрим прогноз нагрузки на примере ПС Восток-Раффлс:

$$P_{ср}^{прогн} = 25 \cdot (1 + 0,038)^5 = 30,12 \text{ МВт,}$$

$$Q_{ср}^{прогн.} = 10 \cdot (1 + 0,038)^5 = 12,05 \text{ Мвар,}$$

$$P_{эф}^{прогн.} = 28,93 \cdot (1 + 0,038)^5 = 34,86 \text{ МВт,}$$

$$Q_{эф}^{прогн.} = 11,57 \cdot (1 + 0,038)^5 = 13,94 \text{ Мвар,}$$

$$P_{max}^{прогн.} = 30 \cdot (1 + 0,038)^5 = 36,15 \text{ МВт,}$$

$$Q_{max}^{прогн.} = 12 \cdot (1 + 0,038)^5 = 14,46 \text{ Мвар.}$$

Таблица 9 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

Название узла	Время	$P_{ср,}$ МВт	$P_{эф,}$ МВт	$P_{max,}$ МВт	$Q_{ср,}$ Мвар	$Q_{эф,}$ Мвар	$Q_{max,}$ Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
АТЭЦ 220 кВ	Лето	23,56	27,26	28,27	9,42	10,90	11,31
	Зима	27,72	32,07	33,26	11,09	12,83	13,30
АТЭЦ 110 кВ	Лето	215,18	248,96	258,21	86,07	99,58	103,29
	Зима	253,15	292,90	303,78	101,26	117,16	121,51
Береговая-2	Лето	14,42	16,69	17,31	5,77	6,68	6,92
	Зима	16,97	19,63	20,36	6,79	7,85	8,15
Звезда	Лето	0,17	0,20	0,20	0,07	0,08	0,08
	Зима	0,20	0,23	0,24	0,08	0,09	0,10
Перевал	Лето	0,77	0,89	0,92	0,31	0,36	0,37
	Зима	0,90	1,05	1,08	0,36	0,42	0,43
Широкая	Лето	43,02	49,77	51,62	17,21	19,91	20,65
	Зима	50,61	58,56	60,73	20,24	23,42	24,29
Лозовая 500 кВ	Лето	63,42	73,37	76,10	25,37	29,35	30,44
	Зима	74,61	86,32	89,53	29,84	34,53	35,81

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
Лозовая 220 кВ	Лето	1,71	1,98	2,05	0,68	0,79	0,82
	Зима	2,01	2,32	2,41	0,80	0,93	0,96
ПаГРЭС	Лето	151,76	175,59	182,11	60,70	70,23	72,84
	Зима	178,54	206,57	214,25	71,42	82,63	85,70
Смоляниново/т	Лето	8,96	10,37	10,75	3,58	4,15	4,30
	Зима	10,54	12,20	12,65	4,22	4,88	5,06
Береговая 1	Лето	7,85	9,09	9,42	3,14	3,63	3,77
	Зима	9,24	10,69	11,09	3,70	4,28	4,43
Промысловка	Лето	11,95	13,83	14,34	4,78	5,53	5,74
	Зима	14,06	16,27	16,87	5,62	6,51	6,75
С-55	Лето	6,49	7,51	7,78	2,59	3,00	3,11
	Зима	7,63	8,83	9,16	3,05	3,53	3,66
Волчанец	Лето	9,47	10,96	11,37	3,79	4,38	4,55
	Зима	11,15	12,90	13,38	4,46	5,16	5,35
Находка	Лето	54,46	63,01	65,35	21,78	25,20	26,14
	Зима	64,07	74,12	76,88	25,63	29,65	30,75
Находка/т	Лето	9,05	10,47	10,86	3,62	4,19	4,34
	Зима	10,64	12,32	12,77	4,26	4,93	5,11
Топаз	Лето	4,18	4,84	5,02	1,67	1,94	2,01
	Зима	4,92	5,69	5,90	1,97	2,28	2,36
Песчаная	Лето	0,43	0,49	0,51	0,17	0,20	0,2
	Зима	0,50	0,58	0,60	0,20	0,23	0,24
Новый мир	Лето	1,71	1,98	2,05	0,68	0,79	0,82
	Зима	2,01	2,32	2,41	0,80	0,93	0,96
Подъяпольск	Лето	2,22	2,57	2,66	0,89	1,03	1,07
	Зима	2,61	3,02	3,13	1,04	1,21	1,25

1	2	3	4	5	6	7	8
178-Ф	Лето	4,52	5,23	5,43	1,81	2,09	2,17
	Зима	5,32	6,16	6,39	2,13	2,46	2,55
Прибой	Лето	2,05	2,37	2,46	0,82	0,95	0,98
	Зима	2,41	2,79	2,89	0,96	1,12	1,16
Садовая	Лето	19,97	23,11	23,97	7,99	9,24	9,59
	Зима	23,50	27,19	28,20	9,40	10,87	11,28
Восток Раффлс	Лето	25,61	29,63	30,73	10,24	11,85	12,29
	Зима	30,13	34,85	36,15	12,05	13,94	14,46

1.6 Анализ установившихся режимов существующей сети

Установившийся режим электрической сети называют допустимым, когда не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры, например, ограничение по загрузке оборудования и по отклонению напряжения от номинальных значений. Он характеризует работу сети и отдельных её элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.

Анализ установившегося режима включает в себя: анализ уровня напряжений в узлах, анализ пропускной способности ВЛ, анализ потерь электроэнергии.

Были рассмотрены нормальный режим, когда все элементы включены, а также послеаварийный режим, когда отключен самый загруженный элемент.

Таблица 10 – Анализ уровня напряжений в узлах для нормального режима

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,52	8,75

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ПС 220 кВ Звезда	10	10,64	6,44
ПС 220 кВ Перевал	6	6,46	7,64
ПС 220 кВ Перевал	10	10,69	6,89
ПС 220 кВ Широкая	110	119,59	8,72
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	115,65	5,13
ПС 110 кВ Садовая	110	114,37	3,98
ПС 110 кВ Береговая 1	110	114,33	3,93
ПС 110 кВ Песчаная	110	114,3	3,91
ПС 110 кВ Топаз	110	114,34	3,94
ПС 110 кВ Новый мир	110	113,74	3,40
ПС 110 кВ Подьяпольск	110	113,3	3,00
ПС 110 кВ Промысловка	110	113,3	3,00
ПС 110 кВ Прибой	110	113,14	2,86
ПС 110 кВ 178-Ф	110	113,08	2,8
ПС 110 кВ С-55	110	113,89	3,54
ПС 110 кВ Волчанец	110	115,25	4,77
ПС 110 кВ Находка	110	117,43	6,75
ПС 110 кВ Находка/т	110	117,51	6,83

Таблица 11 – Анализ уровня напряжений в узлах для послеаварийного режима

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,16	2,67
ПС 220 кВ Звезда	10	10,54	5,4

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
ПС 220 кВ Перевал	6	6,48	7,96
ПС 220 кВ Перевал	10	10,75	7,21
ПС 220 кВ Широкая	110	118,39	7,63
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	113,86	3,5
ПС 110 кВ Садовая	110	110,79	0,72
ПС 110 кВ Береговая 1	110	110,69	0,62
ПС 110 кВ Песчаная	110	110,77	0,70
ПС 110 кВ Топаз	110	110,81	0,73
ПС 110 кВ Новый мир	110	109,34	-0,6
ПС 110 кВ Подьяпольск	110	108,10	-1,73
ПС 110 кВ Промысловка	110	106,15	-3,5
ПС 110 кВ Прибой	110	106,45	-3,23
ПС 110 кВ 178-Ф	110	107,15	-2,59
ПС 110 кВ С-55	110	103,12	-6,26
ПС 110 кВ Волчанец	110	100,52	-8,62
ПС 110 кВ Находка	110	99,40	-9,63
ПС 110 кВ Находка/т	110	103,38	-6,02

В нормальном режиме напряжения находятся в допустимых пределах в соответствии с ГОСТ-32144–2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течении 100% времени интервала в одну неделю.

Показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС, является величина потерь активной мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности.

По мнению международных экспертов в области энергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях не должны превышать 4%. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми [9].

Результаты расчета нормального и послеаварийного режима сведены в таблицы 10-13. Схемы потокораспределения для нормального и послеаварийного режимов представлены на рисунках 2 и 3.

Таблица 12 – Анализ пропускной способности линий для нормального режима

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДГ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДГ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДГ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	47	710	915,9	5,2
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	129	710	915,9	14,0
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	130	710	915,9	14,2
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	130	710	915,9	12,2
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	578	710	915,9	61,3
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	87	710	915,9	9,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	АС-120/М-70	132	354	456,7	28,9
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	АС-150/М-70	35	354	456,7	14,3
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	35	354	456,7	14,3
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	106	375	483,8	22,0
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	114	354	456,7	25,0
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	60	354	456,7	13,1
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	АС-120/М-70	73	354	456,7	15,9
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	128	354	456,7	28,1

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	22	354	356,7	4,8
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	531	610	786,9	67,5
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	61	354	456,7	13,4
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	50	265	341,9	14,5
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	58	330	425,7	13,7
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	1,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	47	330	425,7	11,0
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	18	330	425,7	4,2
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	74	330	425,7	17,4
ВЛ 110 кВ Новый мир – ПС Подьяпольск	АС-95	62	330	425,7	14,5
ВЛ 110 кВ Подьяпольск – 178-Ф	АСК-120	46	375	483,8	9,5
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	21	375	483,8	4,3
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	20	354	456,7	4,4

Таблица 13 – Анализ пропускной способности линий для послеаварийного режима

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{ДДТ}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{ДДТ}}$ при ми- нус 5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ДДТ}}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	16	710	915,9	1,7
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	271	710	915,9	29,5
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	272	710	915,9	29,7
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	271	710	915,9	29,6
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	429	710	915,9	46,8
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	433	710	915,9	25,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	АС-120/М-70	211	354	456,7	46,2
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	АС-150/М-70	143	354	456,7	31,4
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	143	354	456,7	31,4
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	241	375	483,8	49,8
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	322	354	456,7	70,6
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	294	354	456,7	64,5
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	АС-120/М-70	241	354	456,7	52,8
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	164	354	456,7	35,9

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	342	354	356,7	74,9
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	-	610	786,9	-
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	416	354	456,7	91,1
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	87	265	341,9	25,4
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	102	330	425,7	24,0
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	1,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	84	330	425,7	19,7
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	52	330	425,7	12,2
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	153	330	425,7	36,0
ВЛ 110 кВ Новый мир – ПС Подьяпольск	АС-95	140	330	425,7	32,8
ВЛ 110 кВ Подьяпольск – 178-Ф	АСК-120	122	375	483,8	25,3
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	86	375	483,8	17,9
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	70	354	456,7	15,4

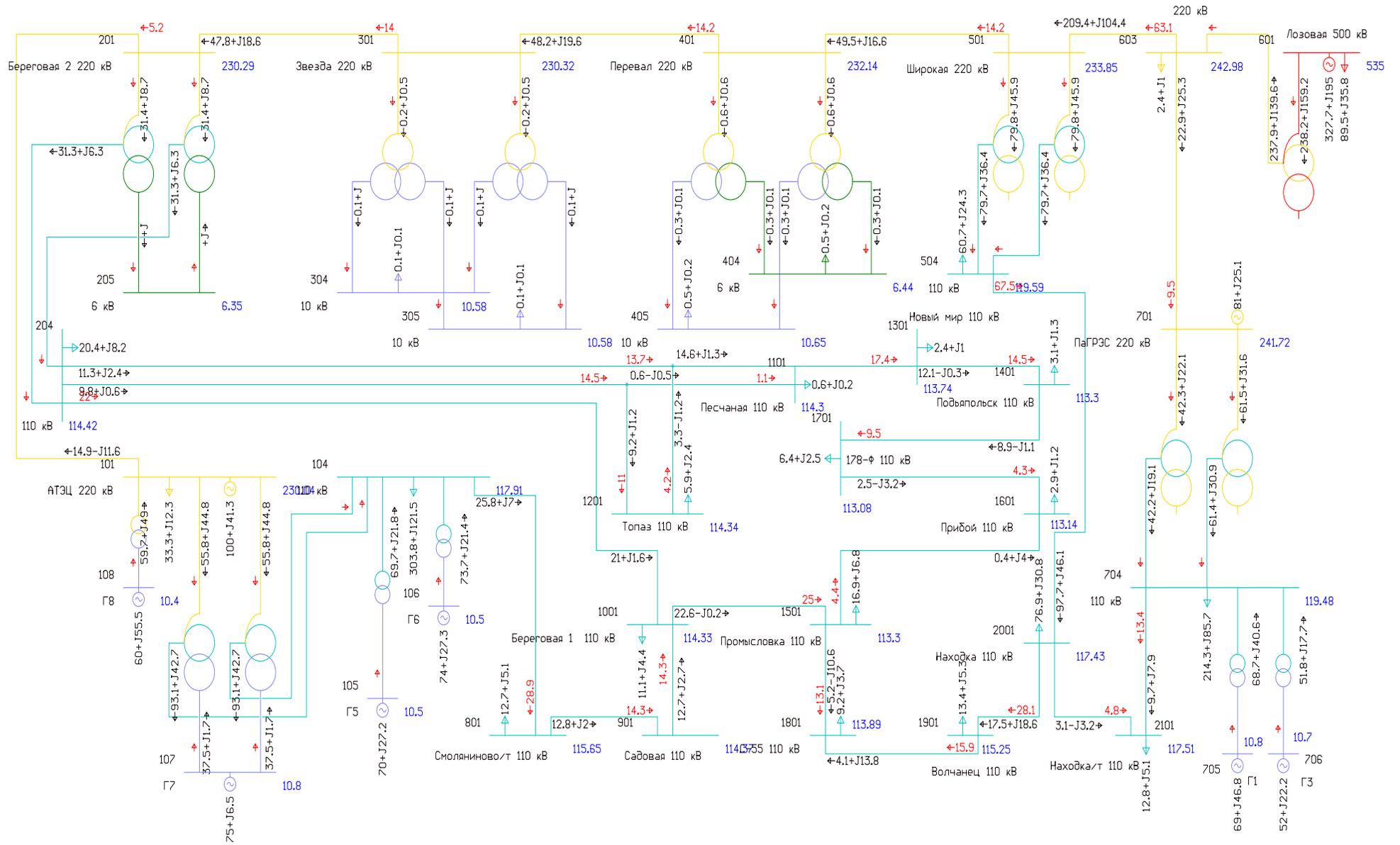


Рисунок 2 – Схема потокораспределения для нормального режима

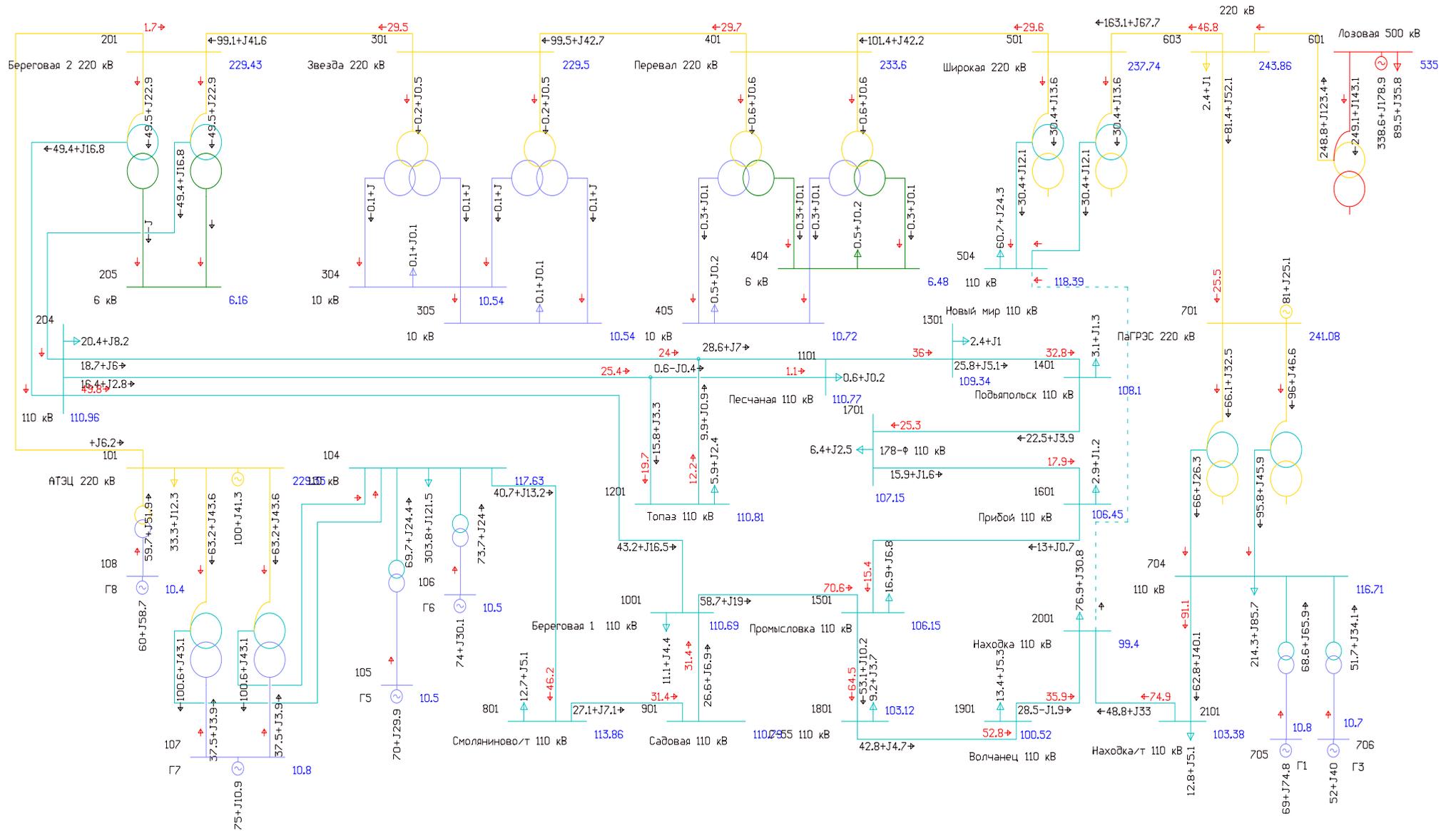


Рисунок 3 – Схема потокораспределения для послеаварийного режима

По приведенным данным, полученных в результате анализа пропускной способности видно, что в нормальном режиме перегруженные линии отсутствуют. Самой загруженной линией является ВЛ 110 Широкая – Находка с сечением АС-240, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 531 А, что составляет 67,5 % от длительного допустимого тока при температуре минус 5 °С.

В нормальном режиме потери активной мощности в рассматриваемом эквиваленте сети составляет 9 МВт, что составляет 1,03 % от общей мощности нагрузки.

В качестве послеаварийного был рассмотрен режим, в котором была отключена самая загруженная линия ВЛ 110 кВ Широкая – Находка.

При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся в допустимых пределах.

В данном режиме «узким местом» является участок сети 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС. Максимальный ток, протекающий по участку составляет 416 А, при длительным допустимым током 456,7 А при температуре минус 5 °С, загрузка 91,1 %.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 19,89 МВт, что составляет 2,21 % от общей мощности нагрузки.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ВОСТОК-РАФФЛС К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края на 2023 г.

Снабжая электрической и тепловой энергией промышленные предприятия и населения края, электроэнергетика в Приморском крае является одной из базовых отраслей.

Недостаточная маневренность генерации является острым вопросом генерирующих мощностей рассматриваемой ЭС. Энергоснабжение отдельных регионов затруднено в связи с значительной перегрузкой распределительных сетей и недостатком генерации на юге края.

Строительство новых объектов генерирования мощностей, реконструкция и модернизация существующих элементов электрической сети, изменение топливно-энергетического баланса региона характеризуют глобальные преобразования электросетевого комплекса в целом.

Направления развития электроэнергетики Приморского края:

- снабжение энергоресурсами экономики и население Приморского края, соблюдая требования надежности;
- создание инфраструктуры энергетики, которое будет встраиваться в энергетическую перспективу стран АТР;
- формирование эффективно-развивающейся экономической системы Приморского края путём повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в Приморском крае.

Задачи развития энергетики Приморского края:

- 1) изменение статуса выработки электрической мощности с дефицита на избыток в южной части края;
- 2) улучшение существующих объектов электрической сети;

3) перевооружение котельных и электростанций на использования в качестве топлива газа и угля, местных источников;

4) поиск альтернативы вырабатывающей мощностей АТЭЦ, ВТЭЦ-2, ПГРЭС.

2.2 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Восток-Раффлс

Конфигурация электрической сети должна обеспечивать надёжное и качественное электроснабжение приёмников, безопасность эксплуатации и возможность дальнейшего расширения радиуса охвата потребителей с минимальными затратами.

Электрическая сеть, разработка конфигурации которой рассмотрена в данной работе, должна отвечать всем требованиям качества и надёжности электроснабжения потребителей при безопасной и экологичной эксплуатации с возможностью дальнейшего увеличения количества и мощности потребителей.

В дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей Приморского края, что включает в себя подключение ПС Восток-Раффлс. Для этого необходимо разработать четыре варианта конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) при конфигурации электрической сети в замкнутом исполнении должен осуществляться одним классом напряжения;

2) Необходимость обеспечения электрической энергией потребителей от двух независимых между собой источников питания, так как в районе проектирования подстанции «Восток-Раффлс» преобладает потребитель электроэнергии первой категории, перерыв электроснабжения которых может обеспечить опасность жизни людей, угрозу безопасности государству, значительный материальный ущерб и так далее.

Замкнутые сети являются более надежные, но имеют определённые сложности в управлении и имеют повышенные потери по сравнению с разомкнутыми сетями.

При выборе распределительного устройства подстанции «Восток-Раффлс» необходимо учитывать число присоединений, тип присоединения, надёжность электроснабжения и номинальное напряжение.

Исходя из этих требований и от количества присоединений на высокой стороне проходной подстанции, ОРУ можно выполнить по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Электрическая схема данного распределительного устройства представлена на рисунке 4.

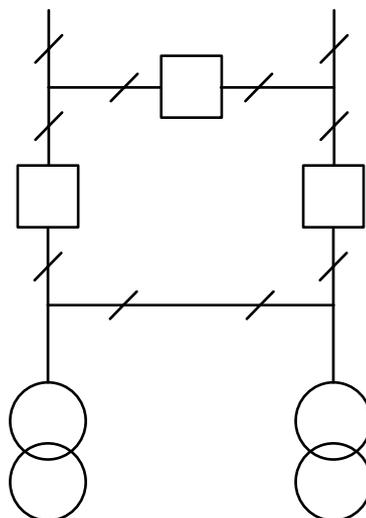


Рисунок 4 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Исходя из этого, составляем четыре упрощенных варианта развития сети, которые приведены на рисунках 5-8.

По качественному анализу из четырех имеющихся вариантов необходимо выбрать две конкурентоспособные схемы, которые должны быть простыми в своем исполнении, более экономичными, обеспечивающими наибольшую надежность электроснабжения потребителей и удобство диспетчерского управления.

ВАРИАНТ 1

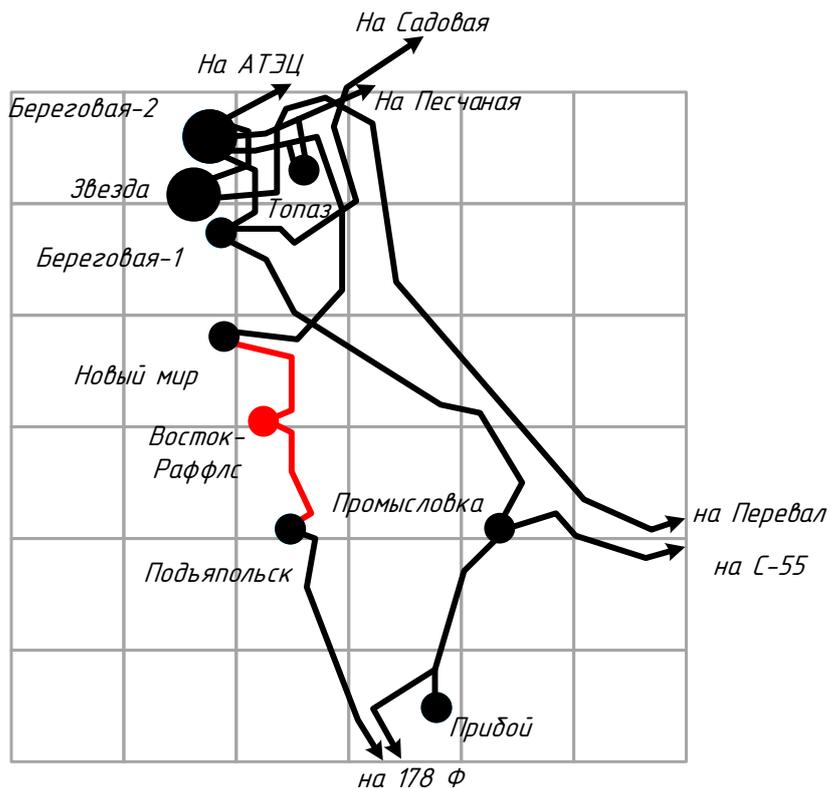


Рисунок 5 – Вариант №1

ВАРИАНТ 2

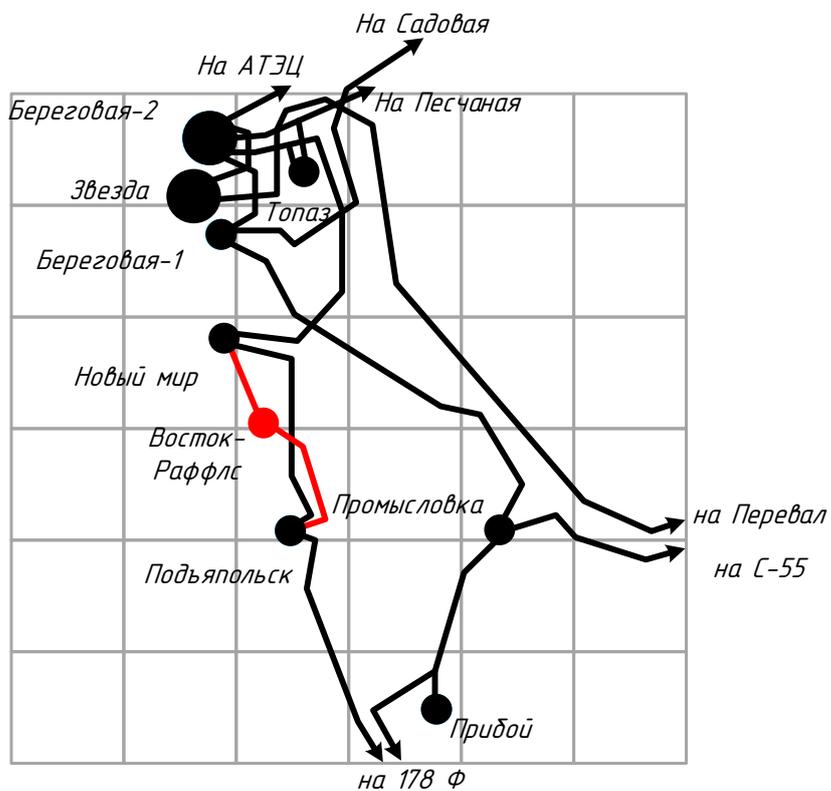


Рисунок 6 – Вариант №2

ВАРИАНТ 3

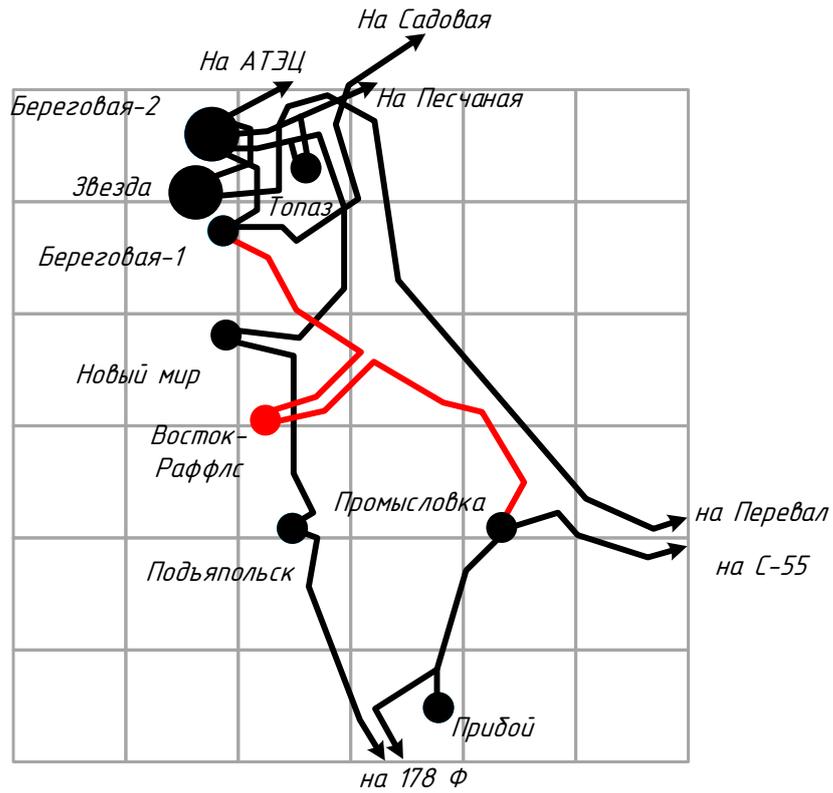


Рисунок 7 – Вариант №3

ВАРИАНТ 4

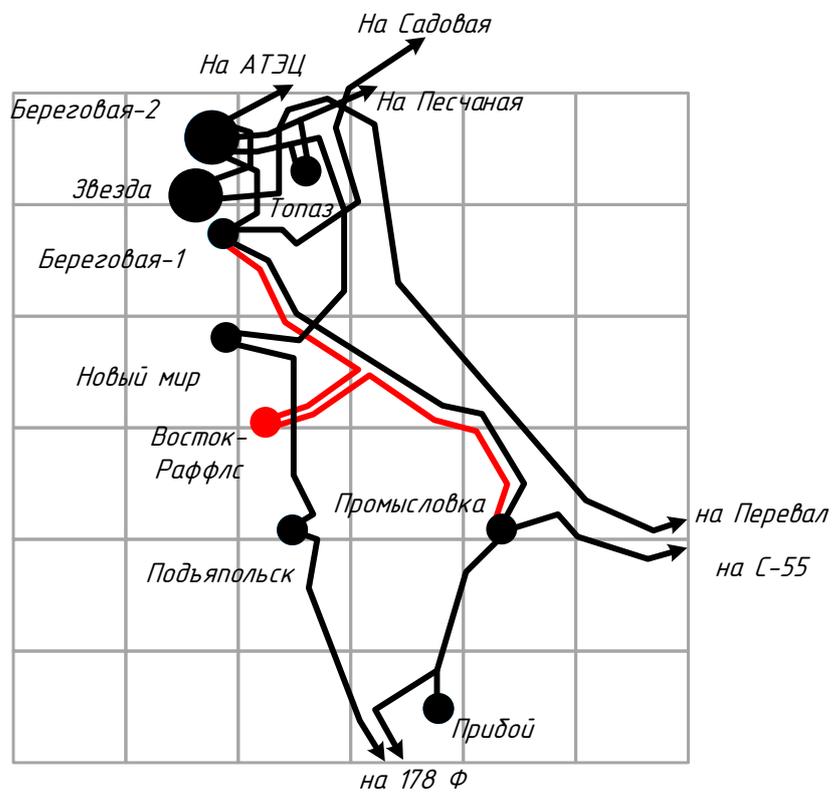


Рисунок 8 – Вариант №4

Вариант №1 представляет собой подключение проходным способом ПС Восток-Раффлс к участку ВЛ 110 кВ Новый мир – Подьяпольск, предполагающее реконструкцию данного участка сети.

Вариант №2 предполагает строительство ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подьяпольск.

Вариант №3 аналогичен варианту №1, ПС Восток-Раффлс подключается к ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка. Этот вариант также предполагает реконструкцию участка сети.

В варианте №4 ПС Восток-Раффлс соединяется к ПС Береговая-1 и ПС Промысловка, создавая кольцевую сеть.

Выбор двух конкурентных вариантов из оставшихся четырех схем будет осуществляться по следующим показателям:

- меньшие суммарные длины линии в одноцепном исполнении;
- минимальное количество выключателей.

Таблица 14 – Сравнение вариантов

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	10,97	3
2	9,09	5
3	28,75	3
4	27,15	5

У варианта №1 и варианта №2 наименьшая длина линий, у варианта №1 и варианта №3 наименьшее количество выключателей. Для дальнейшего рассмотрения выбираем вариант №1 и вариант № 2.

2.2.1 Выбор номинального напряжения

На технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети большое влияние оказывает номинальное напряжение. При повышении класса номинального напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение эксплуатационных издержек и снижение потерь мощности.

Но растут капитальные затраты и сооружение распределительных устройств подстанций и линий.

Для выбора номинального напряжения воспользуемся формулой Илларионова, которая может быть применима для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (19)$$

где l_{ij} – длина линии, км;

P_{ij} – поток мощности на участке, МВт.

Упрощенный способ нахождения потока мощности:

$$P_{ij} = \frac{\sum (P_i \cdot (\sum l_{ij}))}{\sum l_{ij}}, \quad (20)$$

где P_i – мощность подстанции, МВт;

$\sum l_{ij}$ – суммарная длина линий, км.

В качестве примера рассмотрим выбор номинального напряжения для ВЛ Новый мир – Восток Раффлс для варианта №1.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,8} + \frac{2500}{14,05}}} = 61,5 \text{ кВ.}$$

Подробный расчет представлен в Приложении Б.

Для варианта №1 для линий ВЛ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ Восток-Раффлс – Подьяпольск выбираем номинальное напряжение 110 кВ, при потоках

мощности на линиях 14,05 МВт и 15,95 МВт соответственно и длине линий 5,8 км и 5,11 км соответственно.

Для варианта №2 для линий ВЛ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ Восток-Раффлс – Подьяпольск также выбираем номинальное напряжение 110 кВ, при потоках мощности на линиях 19,72 МВт и 10,27 МВт соответственно и длине линий 5,8 км и 5,11 км соответственно.

2.2.2 Компенсация реактивной мощности

Основным источником реактивной мощности являются генераторы электростанций. Так же компенсирующие устройства являются малым источником реактивной мощности, такие как: статические конденсаторы или синхронные компенсаторы. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению $tg\phi_{пред.}$.

$$Q_{KV} = \frac{(Q_{max} - P_{max} \cdot tg\phi_{пред.})}{n_{с.ш.}}, \quad (21)$$

где P_{max} и Q_{max} – максимальные зимние активная и реактивная нагрузки ПС, МВт и Мвар;

$n_{с.ш.}$ – число секций шин.

Расчетная нагрузка компенсирующий устройств:

$$Q_{KV}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{KV}^{ном}, \quad (22)$$

где $Q_{KV}^{ном}$ – номинальная мощность КУ, берется из каталога, Мвар;
 n – количество БК.

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле:

$$Q_{нескij} = Q_{max j} - Q_{KVj} \cdot \quad (23)$$

Так как значение предельного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{пред.} = 0,5$ больше, чем значение установленного коэффициента реактивной мощности $tg\phi_{уст.} = 0,4$, то компенсация реактивной мощности на всех секциях шин ПС рассматриваемой сети не требуется.

2.2.3 Выбор сечений линий электропередачи

Главным параметром линии является сечение проводника. С увеличением сечения провода уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год. Но увеличивается затраты на ее сооружение и отчисления на них.

В данной работе сечение ВЛ выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого найдём расчетное значение тока, протекающего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max}, \quad (24)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, при числе часов использования максимальной нагрузки в год равным 5832, значение принимаем равным 1,2;

I_{max} – максимальный ток, протекающий по линии, кА.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{нескij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_u}, \quad (25)$$

В качестве примера выполним выбор сечения провода для варианта включения №1.

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max. Н. Мир-В. Раффлс} = \frac{\sqrt{14,05^2 + 5,62^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,079 \text{ кА},$$

$$I_{\max. В. Раффлс-Подьяпольск} = \frac{\sqrt{15,95^2 + 6,38^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,09 \text{ кА}.$$

Расчетное значение тока:

$$I_{P. Н. Мир-В. Раффлс} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,079 = 0,095 \text{ кА},$$

$$I_{P. Н. Мир-В. Раффлс} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,09 = 0,108 \text{ кА}.$$

По экономическим токовым интервалам выбираем для ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и для ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подьяпольск проводник маркой и сечением АС-150.

Для проверки выбора необходимо рассмотреть послеаварийный режим, при котором один из головных участков сети будет отключен. В результате аварийного режима, расчетный ток, протекающий по линии соответствует экономическому токовому интервалу данного сечения.

Подробный расчет представлен в Приложении Б.

2.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Трансформатор на подстанции в нормальных условиях работы должен обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Также необходимо учитывать категорию потребителей электрической энергией, обеспечивая бесперебойное электроснабжение.

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции необходимо определить его расчетную мощность и выбрать ближайшую к этому значению номинальную мощность в каталоге.

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.з.и}}^2 + Q_{\text{неск.з.и}}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (26)$$

где $P_{\text{ср.з.и}}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{\text{неск.з.и}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки.

$$S_{P.\text{Восток-Раффлс}} = \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{2 \cdot 0,7} = 19,23 \text{ МВА.}$$

Примем к установке силовой трансформатор марки ТДН-25000/110

ТДН-25000/110 – силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой и системой охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и с расщеплением обмотки низшего напряжения.

После выбора необходимо провести проверку по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

$$K_3^{\text{норм.}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.з.и}}^2 + Q_{\text{неск.з.и}}^2}}{n \cdot S_{T_p}^{\text{ном}}}, \quad (27)$$

$$K_3^{норм.} = \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{2 \cdot 25} = 0,539,$$

$$K_3^{п.авар.} = \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{25} = 1,07.$$

Коэффициент загрузки данного трансформатора удовлетворяет норме.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрического оборудования при проектировании подстанции необходимо произвести расчёт токов короткого замыкания. Исходными данными будут параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей узлов, генераторов и ветвей в зависимости от вида КЗ.

Исходная схема представлена на рисунке 9, схема замещения прямой последовательности представлена на рисунке 10.

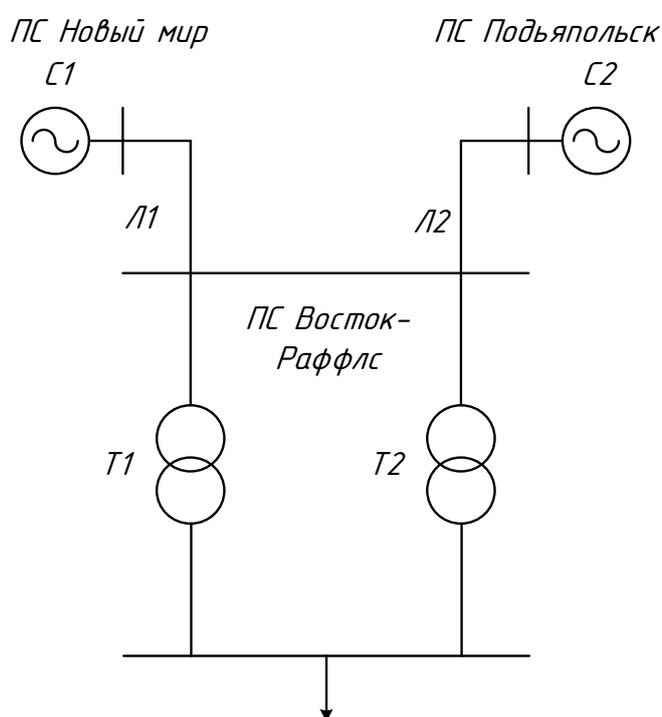


Рисунок 9 – Исходная схема

Схемой замещения прямой последовательности состоит из источников, которые имеют свои ЭДС и сопротивления, и из остальных частей схемы, имеющие собственные сопротивления.

Схема замещения обратной последовательности схожа с прямой, только ЭДС всех источников питания приняты равным нулю.

Схема замещения нулевой последовательности необходима при несимметричном коротком замыкании, начинать нужно с места возникновения этой

несимметрии, считая, что все фазы в этой точке закорочены и к той точке приложено напряжение нулевой последовательности.

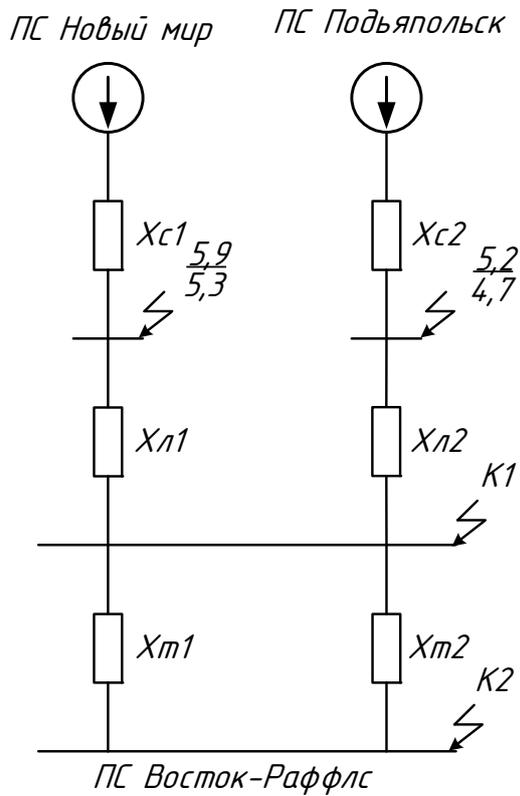


Рисунок 10 –Схема замещения прямой последовательности

Базисными величинами примем $S_B = 100$ МВт, $U_{Б.К1} = 115$ кВ, $U_{Б.К2} = 10,5$ кВ

Базисные токи:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (28)$$

$$I_{Б.К1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{Б.К2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

Сопротивление системы определим по формуле:

$$X_{сис} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot U_B}, \quad (29)$$

$$X_{сис1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5,9 \cdot 115} = 0,085 \text{ о.е.},$$

$$X_{сис2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5,2 \cdot 115} = 0,097 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{Л} = x_0 \cdot L_{Л} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (30)$$

при параметрах Л1 (ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс) $X_0=0.42$ Ом/км, $L=5,8$ км; Л2 (ВЛ 110 кВ Подъяпольск – Восток-Раффлс $X_0=0.42$ Ом/км, $L=5.11$ км):

$$X_{Л1} = 0,42 \cdot 5,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,018 \text{ о.е.};$$

$$X_{Л2} = 0,42 \cdot 5,11 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,016 \text{ о.е.}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_k \cdot S_B}{100 \cdot S_{номТ}}, \quad (31)$$

для трансформатора ТДН-25000/110 ($S_{ном}=25$ МВА, $U_k=10,5\%$):

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление для точки К1:

$$X_{K1}^{э\text{кв.}} = \frac{(X_{сис1} + X_{Л1}) \cdot (X_{сис2} + X_{Л2})}{X_{сис1} + X_{Л1} + X_{сис2} + X_{Л2}} \quad (32)$$

$$X_{K1}^{э\text{кв.}} = \frac{(0,085 + 0,018) \cdot (0,097 + 0,016)}{0,085 + 0,018 + 0,097 + 0,016} = 0,054 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление для точки К2:

$$X_{K2}^{э\text{кв.}} = \frac{(X_{сис1} + X_{Л1}) \cdot (X_{сис2} + X_{Л2})}{X_{сис1} + X_{Л1} + X_{сис2} + X_{Л2}} + \frac{X_T}{2} \quad (33)$$

$$X_{K2}^{э\text{кв.}} = \frac{(0,085 + 0,018) \cdot (0,097 + 0,016)}{0,085 + 0,018 + 0,097 + 0,016} + \frac{0,42}{2} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Значение тока трёхфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma}} \cdot I_B, \quad (34)$$

$$I_{П0.K1}^{(3)} = \frac{1}{0,054} \cdot 0,502 = 9,302 \text{ кА.}$$

$$I_{П0.K2}^{(3)} = \frac{1}{0,264} \cdot 5,499 = 20,83 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного короткого замыкания произведем расчет токов двухфазного короткого замыкания:

$$I_{II0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{II0}^{(3)}, \quad (35)$$

$$I_{II0.K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,302 = 8,056,$$

$$I_{II0.K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20,83 = 18,039.$$

Ударные токи:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{II0}^{(3)} \quad (36)$$

$$i_{y\partial.K1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 9,302 = 24,994 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial.K2} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 20,83 = 40,328 \text{ кА}.$$

Сведём результаты в таблицу 15.

Таблица 15 –Результаты расчета токов короткого замыкания

	Двухфазное КЗ, кА	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Восток-Раффлс 110 кВ	8,06	9,30	24,99
Восток-Раффлс 10 кВ	18,04	20,83	40,33

Подробный расчёт представлен в Приложении В.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС ВОСТОК-РАФФЛС

4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Одним из основных требований при проектировании схем высшего напряжения подстанции является создание необходимых условий для осмотра и проверки выключателей без перерыва работы, для проходной подстанции с учётом всех этих требований соответствует схема 5 АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Схема 5АН применяется на напряжение 35-220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двухсторонним питанием в условиях необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе и необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузки).

Однолинейная схема РУ 5АН представлена на рисунке 11.

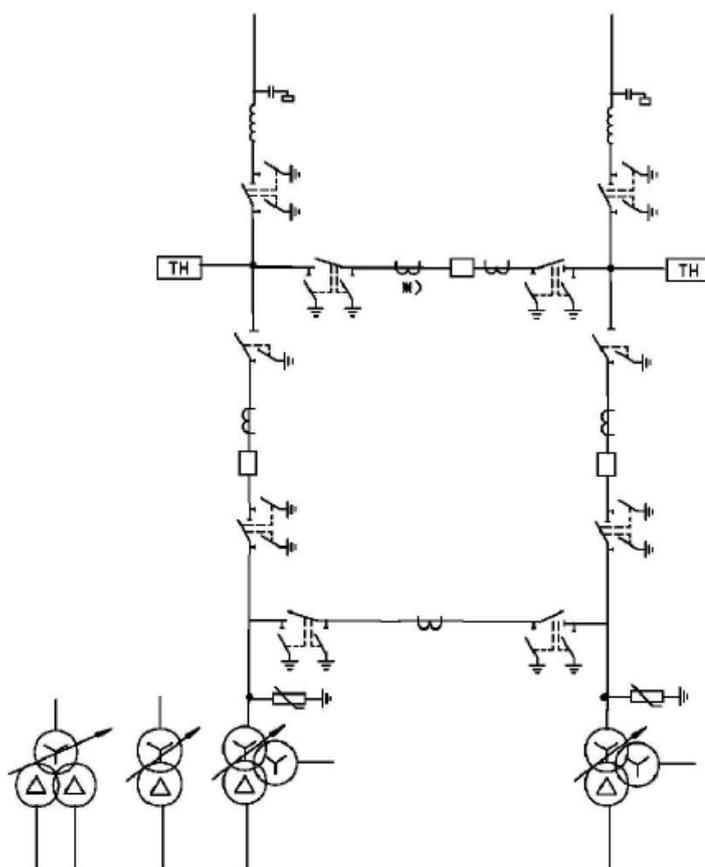


Рисунок 11 –Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

На стороне низкого напряжения номинальным напряжением 6-10 кВ выбираем наиболее простую схему «Схема с одной системой сборных шин», которая имеет секции, число которых зависит от количества источников питания со стороны ВН, состоящая из сборных шин. При исполнении подобной схемы широко распространено использование КРУ, которые имеют ячейки с выключателями на выкатных тележках. Данное исполнение повышает эффективность их эксплуатации и ремонта.

Однолинейная схема РУ «Схема с одной системой сборных шин» представлена на рисунке 12.

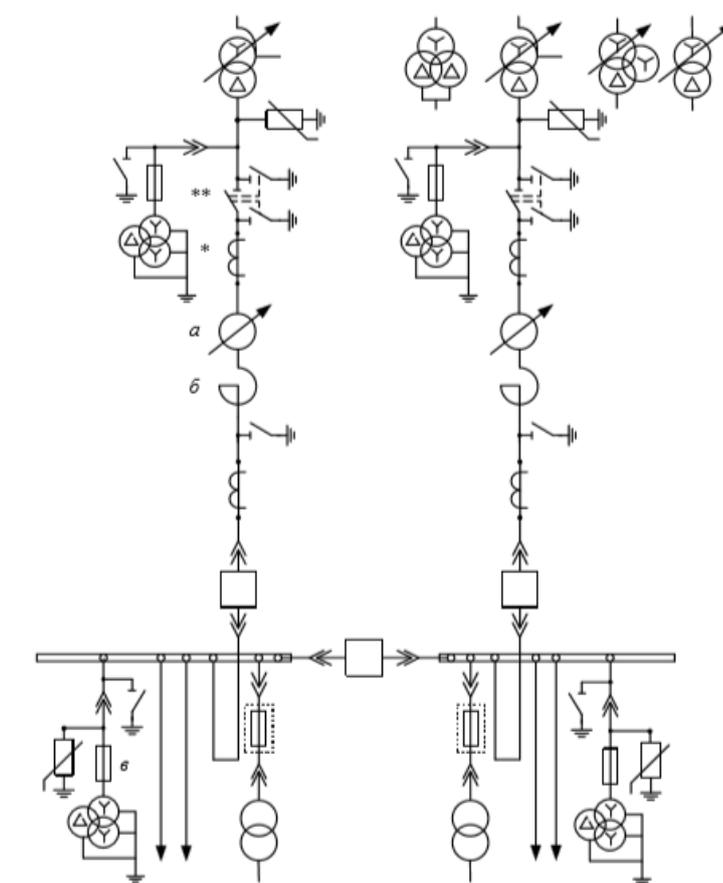


Рисунок 12 – Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин

4.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в любых режимах.

По конструкции выключатели могут быть элегазовыми, вакуумными, электромагнитными и т.д.

Выключатель выбирается по нескольким условиям:

– по напряжению установки:

$$U_{ном} = U_{уст} ; \quad (37)$$

– роду тока и его величине:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч} ; \quad (38)$$

– конструктивному исполнению;

– коммутационной способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{ГЮ} , \quad (39)$$

где $I_{откл.ном}$ – ток предельной коммутационной способности автомата;

– включаемому току:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} , \quad (40)$$

где $i_{вкл}$ – амплитудное значение номинального тока включения;

– термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k , \quad (41)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости автомата,

$t_{тер}$ – время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

– постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_{a.ном} \geq T_a. \quad (42)$$

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя на стороне 110 кВ.

Проверка на термическую устойчивость:

$$B_k = 9,3^2 \cdot (2,5 + 0,03) = 218,91 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ.

Предварительно на сторону 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110 II УХЛ-1.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (43)$$

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

Максимальный рабочий ток:

$$I_{max p} = \frac{S_{mp}}{U \cdot \sqrt{3}}, \quad (44)$$

$$I_{max p} = \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{\sqrt{3}} = 0,141 \text{ кА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных для стороны 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 141 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,99 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 218,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{At} = 2,93 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

Выбор выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии КУ10Ц выбираем ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/1600. Сравнение каталожных и расчетных данных представлены в таблице 17.

Таблица 17 –Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 775 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,984 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1098 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,83 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 20,83 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 80 \text{ кА}$	$i_{At} = 6,57 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1550 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 35,984 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1098 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 20,83 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 20,83 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$i_{аном} = 80 \text{ кА}$	$i_{At} = 6,57 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{аном}$

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель, как и выключатель, предназначены для включения и отключения цепи высокого напряжения. Разница в том, что разъединитель создает видимый разрыв и не предназначен для отключения цепей под нагрузкой. Поэтому выбор производится аналогично выбору выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне ВН предварительно выбираем разъединитель РДЗ.1-110/1000 УХЛ1 и РДЗ3.2-110/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 19. Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 141 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,994 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		

1	2	3
$W_K = 1850 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 218,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$W_K = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 218,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – трансформатор, служащий для преобразования значений тока до удобных для измерительных и защитных приборов. Первичная обмотка подключена к источнику тока, вторичные замыкаются на приборы.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (45)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2, \quad (46)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивлений приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (47)$$

Для определения сопротивления приборов необходимо определиться с их числом и типом. Провода, создающие связь между приборами и трансформаторами тока должны иметь сечение не менее 2,5 мм² для медным и 4 мм² для алюминиевым материалами и не более 6 и 10 мм² соответственно. Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов измерения и контроля, считая только активной сопротивлением, т.е. $Z_{пров} = R_{пров}$. Перечень приборов, считающихся за вторичную нагрузку, представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 110 кВ					
Амперметр	4	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	4	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	14	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	14	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	14	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			10,5	10,5	10,5

Так же необходимо соблюдаться условия для обеспечения заданного класса точности:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}), \quad (48)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (49)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}, \quad (50)$$

где $r_{пр}$ – сопротивление проводов;

$r_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (51)$$

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

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{приб} = \frac{10,5}{5^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{к} = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{пр} = 20 - 0,42 - 0,05 = 19,53 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (52)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;
 ρ – удельное сопротивление материала (для меди $\rho = 0,0175$).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,08 \text{ мм}^2.$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_n , кВ	l L, м
220	100 - 150
110	75 - 100
10	6 - 10

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнт, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (53)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,42 + 0,7 + 0,05 = 1,17 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных данных ТТ для сторон 110 кВ и 10 кВ приведены в таблицах 22 и 23.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГ145-1000.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 141 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{НОМ}} = 40 \text{ ВА}$	$S_2 = 29,25 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 24,99 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 218,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p = 1555 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 6 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$
1	2	3
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 35,98 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 489,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (54)$$

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

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

Установка двух однофазных трансформаторов напряжения НАМИ, соединенные по схеме «разомкнутый треугольник» предоставляет возможность измерить линейные напряжения. В сетях, где наблюдаются малые токи на землю, для измерения значения напряжения могут быть установлены трансформаторы напряжения НАМИ 3-х обмоточные пятистержневые с обязательным заземлением нулевой точки.

Также, как и при выборе трансформаторов тока для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой в цепь высокого напряжения включаются параллельно. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Изоляция первичной обмотки и вводы в аппарат выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные

трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 (110) УХЛ1. На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ –10-У2. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	2	ЦП 8506/120	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (55)$$

$$S_p = \sqrt{100^2 + 64^2} = 118,7 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах 25, 26.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 118,7 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10–У.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 68 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

4.6 Выбор шинных конструкций

4.6.1 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{p.\max} = 722 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые шины размером 60*6 мм с допустимым током

$$I_{\text{доп.ном}} = 870 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (56)$$

где $C = 88$ – для алюминиевых шин кабелей.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1097,75 \cdot 10^6}}{88} = 376,5 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < q_{\text{станд}}. \quad (57)$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;

q – поперечное сечение шины, см⁴.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 111,19 \text{ Гц.}$$

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АД31Т = 90 МПа), определим расчётное напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд3}}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad (59)$$

где W_a – момент сопротивления шины, см^3 ;

l – длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{40328,28^2 \cdot 1,5^2}{2,5} = 25,35 \text{ Мпа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{дон}} = 82$ Мпа, можно сказать, что шины механически прочны.

4.6.2 Выбор гибких шин

В распределительных устройствах классом номинального напряжения 35 кВ и выше используют гибкие шины в виде проводов маркой АС, для соединения генераторов и трансформаторов с распределительным устройством классом напряжения 6-10 кВ применяют линии, выполненные пучком проводов, которые закреплены в кольцах-обоймах по окружности, два провода из пучка являются сталеалюминевыми, выполняют роль каркаса, несущий механическую нагрузку, остальные провода – алюминиевые, являются токоведущим проводником.

Токопроводы и гибкие шины крепят на достаточном расстоянии между фаз на гирляндах подвесных изоляторов. Минимальное расстояние между фазами, при которых силы взаимодействия между фазами невелики, для шин 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ гибкие шины должны проверяться на электродинамическую стойкость при мощности КЗ более 8000 МВА для напряжения 220 кВ, т.к. при данном значении провода в фазах могут сблизиться друг к другу.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их

сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240/24, допустимый ток которых $I_{дон} = 610$ А.

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (60)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (61)$$

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

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (62)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,77 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{2,56 \cdot \lg \frac{441}{0,855}} = 5,67 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (63)$$

$$107 \cdot 5,67 \leq 0,9 \cdot 32,77$$

$$6,07 \leq 29,49$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

4.7 Выбор изоляторов

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (64)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (65)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1. С допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1020$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (66)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{24940^2}{3} \cdot 1 \cdot 1,167 \cdot 10^{-7} = 168,314 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{uz}} = \frac{H_{uz} + b + \frac{h}{2}}{H_{uz}}, \quad (67)$$

$$K_h = \frac{1020 + 120 + \frac{100}{2}}{1020} = 1,167$$

Проверка:

$$F_{расч} = 168,3H \leq F_{дон} = 6000H .$$

Таким образом, ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для стороны 10 кВ выбираем опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 16000 = 9600H.$$

Высота изолятора равна $H_{uz} = 210$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{35984^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,28 \text{ кН}.$$

Проверка:

$$F_{расч} = 1286H \leq F_{дон} = 9600H .$$

Таким образом, ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

В качестве проходного изолятора выбираем ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{из} = 610$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{40328^2}{0,8} \cdot 3,429 \cdot 10^{-7} = 2,415 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 2415 \text{ Н} \leq F_{дон} = 4500 \text{ Н} .$$

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

От типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия компенсаторов и типа электрооборудования зависит перечень потребителей собственных нужд этой подстанции.

Наиболее важными потребителями являются оперативные цепи, система связи, аварийное освещение, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, система пожаротушения.

Питание потребителей собственных нужд осуществляется с помощью понижительных трансформаторов на напряжение на низкой стороне 380/220 В, так как нагрузка невелика.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится с учётом коэффициентов одновременности и загрузки отдельно летней и зимней нагрузки нормального режима работы, а также в ремонтном состоянии работы подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице

Таблица 27 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	$P_{уст}$, кВт	Q , квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (68)$$

$$S_p = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ–630/10/0,4.

4.9 Выбор комплектных распределительных устройств

Распределительное устройство, выполненное как закрытые шкафы со встроенными в них измерительными, защитными и аппаратными и вспомогательными устройствами, является комплектным.

Собранные шкафы заводом-изготовителем поступают на место их установки, соединяются с сборными шинами силовыми и контрольными кабелями. Так как в КРУ все токопроводящие части закрыты металлическим кожухом, то его эксплуатация является более безопасной.

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КУ-10Ц, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-3150 А.

Таблица 28 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-105

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВЭ-М
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи в совокупности с установками постоянного тока используют для питания сетей автоматчики, сигнализации, управления, освещения станции (подстанции).

Устройство установки постоянного тока включает в себя несколько преобразователей энергии в постоянный переменного тока, аккумуляторной батареи и соответствующего РУ.

При нарушении нормального режима работы подстанции преобразователь, в качестве которого используют выпрямители и генераторы, отключается и всю нагрузку собственных нужд на себя берёт аккумулятор.

Выбор аккумуляторных батарей производится с учетом класса номинального напряжения схемы присоединения и необходимой ёмкостью.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (69)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

$$n = \frac{242}{2,15} = 113.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{2,6} = 93.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{1,75} = 138 .$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0, \quad (70)$$

$$n_{\text{доб}} = 138 - 113 = 25.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, 54 \quad (71)$$

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

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{T\text{max}}, \quad (72)$$

где $I_{T\text{max}}$ – максимальный толчковый ток для данного вида батарей 1269

А.

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Следовательно, нужно выбрать аккумулятор с типовым номером 28.

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

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

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad (73)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (74)$$

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

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (75)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (76)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем ЗВУ НРТ «Ольдам».

4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования на линейные тракты каналы связи высокой частоты управления электрическими сетями путём фильтра высоких частот. Устанавливается методом врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередачи.

ВЧЗ могут быть исполнены с естественным охлаждением воздухом в виде соединенных параллельно элементов настройки и силового реактора.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 110 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,1.

Значения I_{\max} и B_K берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных ВЧЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 141 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 24,99 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 218,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.12 Разработка заземления и молниезащиты проектируемой подстанции

Составной частью электроустановок, служащая для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за её пределами является заземляющие устройства.

Заземление является сложной системой. Общая форма и линейные размеры системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно заземляющее устройство выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, соединенные с вертикальными электродами молниеотводов. Также вертикальные электроды могут располагаться по периметру сетки для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В высоковольтных установках заземление бывает: защитное, рабочее и заземление молниезащиты. Защитное заземление предназначено для обеспечения безопасности персонала, обслуживающее электроустановку. Рабочим является заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных трансформаторов и т.д. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводы и других конструкций, в которые произошел удар молнии.

4.12.1 Конструктивное исполнение заземления и определение его стационарного и импульсного сопротивлений

Определение стационарного и импульсного заземляющего устройства подстанции осуществляется по следующему алгоритму.

Площадь, используемая под заземляющее устройство подстанции, определяется, как:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (77)$$

где a – ширина подстанции;

b – длина подстанции;

$$S = (39 + 2 \cdot 1,5) \cdot (62,5 + 2 \cdot 1,5) = 2751 \text{ м}^2.$$

Выбирается диаметр горизонтального луча (заземляющих проводов) в сетке. Для данной ПС выбираем $d = 20 \text{ мм}^2$.

Проверка по условию механической прочности:

$$F_{\text{мех.}} = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2, \quad (78)$$

$$F_{\text{мех.}} = 3,14 \cdot \left(\frac{20}{2}\right)^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \frac{\sqrt{t}}{c}, \quad (79)$$

где F – требуемое сечение заземляющего проводника, мм²;

I_3 – ток замыкания на землю, А;

t – длительность замыкания на землю;

c – коэффициент, равный 74 для стали и 195 для меди.

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2,$$

$$F \geq 8056 \cdot \frac{\sqrt{0,27}}{74} = 56,56 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\text{нр}} + S_{\text{ср}}), \quad (80)$$

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln^3 T + b_{\text{к}} \cdot \ln^2 T + c_{\text{к}} \ln T + \alpha_{\text{к}}, \quad (81)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта;
 T – время использования заземляющего устройства, мес.

$$F \geq 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 43,37 \text{ м}^2,$$

$$S_{cp} = 0,668 \text{ мм}^2.$$

Общая проверка:

$$F_{\text{мех.}} \geq F_{\text{мин.}} \geq F_{\text{кор.}} + F_{\text{тер.}}, \quad (82)$$

$$314,16 \geq 280 \geq 99,93.$$

Выбирается вертикальный электрод и его глубину залегания для рассматриваемой климатической зоны.

Принимается шаг сетки контура заземления и определяется суммарная длина горизонтальных полос:

$$L = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad (83)$$

где k – шаг сетки контура заземлителя, м;

$$L = (39 + 3) \cdot \frac{(62,5 + 3)}{7} + (62,5 + 3) \cdot \frac{(39 + 3)}{7} = 786 \text{ м.}$$

Уточняется суммарная длина всех горизонтальных электродов при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} :

$$L_y = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (84)$$

где S – площадь, занятая заземлителем;

m – число ячеек:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (85)$$

$$m = \frac{786}{2 \cdot 52,45} = 7,$$

$$L_y = 2 \cdot 52,45 \cdot (7 + 1) = 839,2 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{p}, \quad (86)$$

где p – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_g = \frac{4 \cdot 52,45}{14} = 15$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_g} \right), \quad (87)$$

где A – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$,

$$R = 80 \cdot \left(\frac{0,124}{52,45} + \frac{1}{839,2 + 15 \cdot 6} \right) = 0,275 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (88)$$

где α_u – импульсный коэффициент;

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (89)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 52,45}{(80 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,44,$$

$$R_u = 1,44 \cdot 0,275 = 0,396 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение импульсного сопротивления меньше нормированного (0,5 Ом). Подробный расчет представлен в Приложении В.

4.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

На ПС Восток-Раффлс применяется 4 молниеотвода, расположенные на линейных порталах.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (90)$$

где h – принятая высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (91)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h_{.к} \quad (92)$$

Результаты расчет сведем в таблицу 30. Подробный расчет представлен в Приложении В.

Таблица 30 – Результат расчета зоны защиты

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
ОРУ 110							
1 и 2	25,5	14,87	18,64	4,58	13,47	18,64	3,42
2 и 3	45	14,87	18,64	4,58	12,68	16,5	2,19
3 и 4	25,5	14,87	18,64	4,58	13,47	18,64	3,42
4 и 1	45	14,87	18,64	4,58	12,68	16,5	2,19

4.12.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений на класс напряжений 35 кВ и выше конструктивно выполнены в виде блока последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенного в полимерную покрывку. Покрывка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитой ребристой оболочкой из кремнийорганической резины.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/154/10/550 УХЛ1, на стороне НН - ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1	110	86	10	40
ОПН- 10/7,2/10/400 УХЛ1	10	7,2	10	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (93)$$

где β – коэффициент затухания;

C – скорость света, м/мкс.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (94)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения, кВ;

l – длина защищаемого подхода, м;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot T \cdot n, \quad (95)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление.

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{110} = 2,7 \text{ кДж/кВ.}$$

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети

Для защиты ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск применяем шкаф Сириус-2-Л. В состав защит данного терминала входят дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

Для защиты силового трансформатора высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты Сириус-Т. Данный терминал применяется для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов.

5.2 Релейная защита силового трансформатора

Расчеты следует производить по методике изготовителя. В устройстве Сириус-Т все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи).

5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (96)$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,64 \text{ А.}$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На ПС Восток-Раффлс установлены следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТГ145-1000, на стороне НН – ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2.

Определяем коэффициент трансформации ТТ:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{1000}{5} = 500;$$

$$K_{ТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{вн.2} = \frac{I_{ном.вн}}{K_{тт.вн}}, \quad (97)$$

где $I_{ном.вн}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{тт.вн}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{вн.2} = \frac{125,51}{200} = 0,628 \text{ А};$$

$$I_{нн.2} = \frac{1374,64}{400} = 3,437 \text{ А.}$$

Необходимо проверить трансформаторы тока на предельно допустимую кратность тока. Это можно выполнить следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{кз.вн.мах}}{I_{ном.Т}}, \quad (98)$$

где $I_{кз.вн.мах}$ – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{1000 \cdot 200}{125,5} = 1593 \geq 74,097;$$

$$K'_{нн} = \frac{2000 \cdot 400}{1375} = 581,97 \geq 15,13.$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (99)$$

где $K''_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной процесс, $K''_{пер} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег*} = 0,02$;

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр*} = 0,02$

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{пер}^* + \Delta f_{выр}^*) \quad (100)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{отс} = 1,1$.

$$I_{d.min}^* \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ($K_{Т1}$) через $I_{Т.расч}^*$ по формуле:

$$K_{Т1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{Т.расч}^*}, \quad (101)$$

$$K_{Т1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов принимается равным $I_{скв}^* = 3$ о.е. Коэффициент торможения превышает значение в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}}, \quad (102)$$

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

5.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает силовой трансформатор, при этом также являясь его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности на трансформаторах с односторонним питанием, для обеспечения резервирования при коротком замыкании в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.мтз} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (103)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной загрузке:

$$I_{р.мах.вн} = \frac{S_{ном} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}}; \quad (104)$$

$$I_{р.мах.вн} = \frac{25000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 87,86 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 87,86 = 241,61 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}} ; \quad (105)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{8056}{241,61} = 33,3 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (106)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{I_{\text{сз.МТЗ}} \cdot 100}{K_{\text{ГТ}} \cdot 5} , \quad (107)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{304,43 \cdot 100}{120 \cdot 5} = 24,16\%.$$

5.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки по способу работы аналогична с МТЗ, но действует по сигналу о длительном протекании чрезмерно токов с чрезмерно высоким значением. Устанавливается со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (108)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$.

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 87,86 = 115,31 \text{ А.}$$

В терминале Сириус-Т так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

5.2.4 Газовая защита

Газовая защита, способная различить степень повреждения трансформатора, реагирует на газообразование в баке либо подачей сигнала, либо отключением.

Основной газовой защиты является газовое реле, которое устанавливается между баком и расширителем. В Российской Федерации используют реле типа ВФ80/Q с двумя шарообразными поплавками, выполненные из пластмассы. Конструктивно такое реле имеет особенности, но принцип действия такой же, как и у остальных типов реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из

которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

К достоинствам газовой защиты можно отнести высокую чувствительность и реакцию практически на все повреждения внутри бака силового трансформатора, простоту выполнения, небольшое время срабатывания. К недостаткам можно отнести бездействие при повреждении вне бака, ложное срабатывание при попадании воздуха в бак, ложное срабатывание в районах с высокой частотой землетрясений. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_T > 6300$ кВА. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности. На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

6 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режима электрической сети, в данном проекте, применим программный комплекс RastrWin.

ПВК RastrWin 3 является комплексом, способный выполнять задачи по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем и сетей.

Данный программный комплекс используется более в чем 150 организациях на территории России, Киргизии, Казахстана, Молдовы, Монголии, Сербии. Основными пользователями в России являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания, МРСК, а также во всех филиалах ОАО «ДРСК».

Данное программное обеспечение состоит из множество модулей, например, расчет электрического режима, расчет статической и динамической устойчивости, расчет токов короткого замыкания и т.д.

Расчетный модуль комплекса RastrWin:

– расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощностей во всех узлах и ветвях электрической сети).

– эквивалентирование электрических сетей.

– оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности и т.д.

6.2 Подготовка исходных данных для расчета

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам.

В данном проекте составлялись исходные данные для расчета установившегося режима существующей сети, за исключением параметров элементов подстанции Восток-Раффлс. Параметры ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Параметры ВЛ

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Вариант №1			
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	1,148	2,436	-15,66
Вл 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск	1,012	2,146	-13,797
Вариант №2			
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	0,616	1,306	-8,397
Вл 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск	1,182	2,507	-16,119

Параметры силового трансформатора ТДН-25000/110 представлены в таблице 34.

Таблица 34 –Параметры трансформатора

Трансформатор	R _т , Ом	X _т , Ом	B _т , мкСм	G _т , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
ТДН-25000/110	2,54	55,49	-3,78	1,28	0,0956

6.3 Расчет максимального режима и его анализ

Результаты расчета нормального и послеаварийного режимов при максимальной нагрузке схемы варианта №1 представлены в таблицах 32-36. Схемы потокораспределения представлены на рисунках 13-14.

Таблица 35 – Анализ уровня напряжения в нормальном режиме при максимальной нагрузке варианта №1

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,18	3,02
ПС 220 кВ Звезда	10	10,5	5
ПС 220 кВ Перевал	6	6,42	6,96
ПС 220 кВ Перевал	10	10,62	6,22
ПС 220 кВ Широкая	110	114,26	3,88
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	114,10	3,72
ПС 110 кВ Садовая	110	111,37	1,25
ПС 110 кВ Береговая 1	110	111,28	1,16
ПС 110 кВ Песчаная	110	111,12	1,02
ПС 110 кВ Топаз	110	111,16	1,06
ПС 110 кВ Новый мир	110	109,01	-0,9
ПС 110 кВ Подьяпольск	110	108,37	-1,48
ПС 110 кВ Промысловка	110	109,3	-0,64
ПС 110 кВ Прибой	110	108,92	-0,99
ПС 110 кВ 178-Ф	110	108,47	-1,39
ПС 110 кВ С-55	110	109,6	-0,36
ПС 110 кВ Волчанец	110	110,67	0,61
ПС 110 кВ Находка	110	112,62	2,38
ПС 110 кВ Находка/т	110	113,73	3,39
ПС 110 кВ Восток-Раффлс	10	10,76	7,63

Таблица 36 – Анализ уровня напряжения в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке варианта №1

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,01	0,12
ПС 220 кВ Звезда	10	10,43	4,29
ПС 220 кВ Перевал	6	6,42	7,06
ПС 220 кВ Перевал	10	10,63	6,32
ПС 220 кВ Широкая	110	117,72	7,02
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	112,38	2,16
ПС 110 кВ Садовая	110	108,06	-1,76
ПС 110 кВ Береговая 1	110	107,92	-1,89
ПС 110 кВ Песчаная	110	107,84	-1,96
ПС 110 кВ Топаз	110	107,88	-1,92
ПС 110 кВ Новый мир	110	104,87	-4,67
ПС 110 кВ Подьяпольск	110	103,79	-5,65
ПС 110 кВ Промысловка	110	103,06	-6,31
ПС 110 кВ Прибой	110	103,05	-6,31
ПС 110 кВ 178-Ф	110	103,27	-6,12
ПС 110 кВ С-55	110	100,38	-8,74
ПС 110 кВ Волчанец	110	98,20	-10,73
ПС 110 кВ Находка	110	97,44	-11,42
ПС 110 кВ Находка/т	110	101,79	-7,47
ПС 110 кВ Восток-Раффлс	10	10,3	2,95

Таблица 37 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме при максимальной нагрузке для варианта №1

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	28	710	915,9	3,1
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	195	710	915,9	21,3
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	197	710	915,9	21,5
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	196	710	915,9	21,5
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	622	710	915,9	68
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	108	710	915,9	11,7
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	АС-120/М-70	179	354	456,7	39,3
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	АС-150/М-70	112	354	456,7	24,6
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	112	354	456,7	24,6
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	82	375	483,8	17
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	133	354	456,7	29,2
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	19	354	456,7	4,2
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	АС-120/М-70	68	354	456,7	14,8
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	141	354	456,7	30,9

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	90	354	456,7	19,7
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	522	610	786,9	66,3
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	139	354	456,7	30,3
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	110	265	341,9	32,1
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	130	330	425,7	30,5
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	108	330	425,7	25,3
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	75	330	425,7	17,5
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	204	330	425,7	47,9
ВЛ 110 кВ Подьяпольск – 178-Ф	АСК-120	12	375	483,8	2,4
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	39	375	483,8	8,2
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	55	354	456,7	11,9
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	АС-150	190	450	580,5	32,7
ВЛ 110 кВ Восток–Раффлс – Подьяпольск	АС-150	19	450	580,5	3,3

Таблица 38 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке для варианта №1

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	51	710	915,9	5,6
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	333	710	915,9	36,3
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	335	710	915,9	36,5
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	334	710	915,9	36,5
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	493	710	915,9	53,8
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	253	710	915,9	27,6
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/г	АС-120/М-70	257	354	456,7	56,3
ВЛ 110 кВ Смоляниново/г – Садовая	АС-150/М-70	189	354	456,7	41,3
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	189	354	456,7	41,3
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	214	375	483,8	44,2
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	339	354	456,7	74,3
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	261	354	456,7	57,2
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	АС-120/М-70	206	354	456,7	45,2

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	128	354	456,7	28,1
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	384	354	456,7	84,1
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	-	610	786,9	-
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	460	354	456,7	100,8
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	150	265	341,9	43,9
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	177	330	425,7	41,6
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	1,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	148	330	425,7	34,7
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	114	330	425,7	26,7
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	290	330	425,7	68,2
ВЛ 110 кВ Подъяпольск – 178-Ф	АСК-120	78	375	483,8	16,2
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	43	375	483,8	9,0
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	30	354	456,7	6,5
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	АС-150	275	450	580,5	47,5
ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск	АС-150	96	450	580,5	16,5

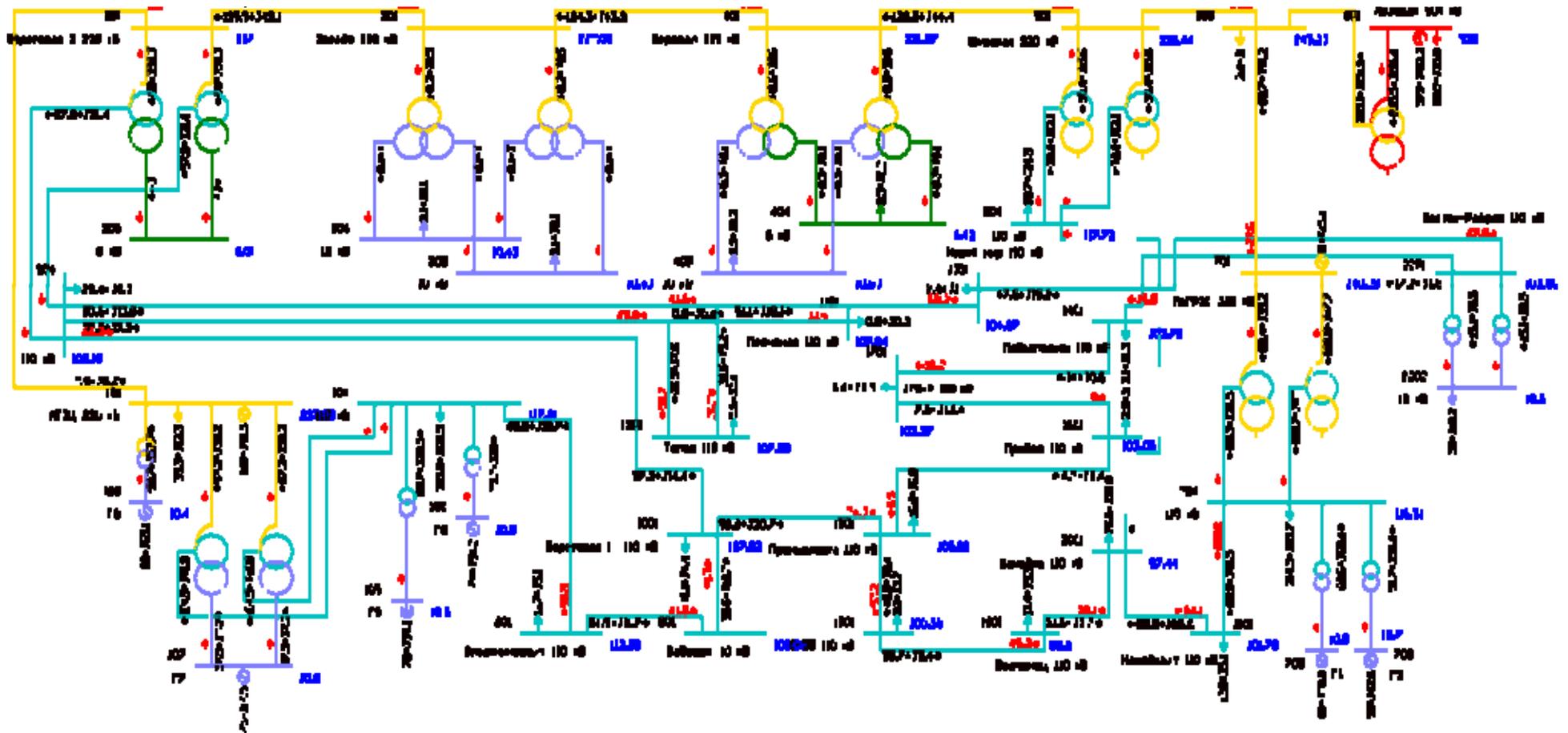


Рисунок 14 – Схема потокораспределения послеаварийного режима при максимальной нагрузке для варианта №1

В нормальном режиме при максимальной нагрузке схемы варианта №1 самой загруженной линией рассматриваемого района является ВЛ 110 кВ Находка – Широкая, длительный допустимый ток при температуре минус 5 °С 786,9 А, максимальный ток, протекающий по проводнику АС-240, 522 А, что является 66,3 % от ДДТН. При отключении данной линии (послеаварийный режим) самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС, длительный допустимый ток при температуре минус 5 °С 456,7 А, максимальный ток в проводнике М-70 – 460 А, что составляет 100,8 % от ДДТН. Проектируемые ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск в нормальном режиме загружены на 32,7% и 3,3 % соответственно, в послеаварийном режиме на 47,5 % и 16,5 % соответственно.

Уровни напряжения при нормальном режиме работы схемы варианта №1 находятся в допустимых пределах. В послеаварийном режиме уровни напряжения выше 0,9 от номинального значения.

Потери активной мощности в нормальном режиме составляет 12 МВт, это 1,29 % от общей нагрузки (930 МВт). В послеаварийном режиме значение потерь активной мощности возрастают в два раза – 24 МВт, что составляет 2,85 % от общей нагрузки потребителей.

Результаты расчета нормального и послеаварийного режимов при максимальной нагрузке схемы варианта №2 представлены в таблицах 32-36. Схемы потокораспределения представлены на рисунках 13-14.

Таблица 39 – Анализ уровня напряжения в нормальном режиме варианта №2

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,18	3,06
ПС 220 кВ Звезда	10	10,5	5,01

1	2	3	4
ПС 220 кВ Перевал	6	6,42	6,97
ПС 220 кВ Перевал	10	10,62	6,24
ПС 220 кВ Широкая	110	114,30	3,9
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	114,12	3,74
ПС 110 кВ Садовая	110	111,41	1,28
ПС 110 кВ Береговая 1	110	111,32	1,2
ПС 110 кВ Песчаная	110	111,15	10,5
ПС 110 кВ Топаз	110	111,19	1,09
ПС 110 кВ Новый мир	110	108,98	-0,93
ПС 110 кВ Подьяпольск	110	108,72	-1,16
ПС 110 кВ Промысловка	110	109,43	-0,52
ПС 110 кВ Прибой	110	109,1	-0,82
ПС 110 кВ 178-Ф	110	108,74	-1,15
ПС 110 кВ С-55	110	109,71	-0,27
ПС 110 кВ Волчанец	110	110,74	0,67
ПС 110 кВ Находка	110	112,66	2,42
ПС 110 кВ Находка/т	110	113,76	3,42
ПС 110 кВ Восток-Раффлс	10	10,79	7,94

Таблица 40 – Анализ уровня напряжения в послеаварийном режиме при варианта №2

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая-2	6	6,01	0,18

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
ПС 220 кВ Звезда	10	10,43	4,31
ПС 220 кВ Перевал	6	6,42	7,08
ПС 220 кВ Перевал	10	10,63	6,34
ПС 220 кВ Широкая	110	117,74	7,03
ПС 110 кВ Смоляниново/т	110	112,42	2,20
ПС 110 кВ Садовая	110	108,13	-1,70
ПС 110 кВ Береговая 1	110	107,99	-1,83
ПС 110 кВ Песчаная	110	107,9	-1,91
ПС 110 кВ Топаз	110	107,94	-1,87
ПС 110 кВ Новый мир	110	104,83	-4,70
ПС 110 кВ Подъяпольск	110	104,31	-5,17
ПС 110 кВ Промысловка	110	103,28	-6,11
ПС 110 кВ Прибой	110	103,35	-6,04
ПС 110 кВ 178-Ф	110	103,69	-5,73
ПС 110 кВ С-55	110	100,59	-8,56
ПС 110 кВ Волчанец	110	98,37	-10,58
ПС 110 кВ Находка	110	97,58	-11,29
ПС 110 кВ Находка/т	110	101,90	-7,36
ПС 110 кВ Восток-Раффлс	10	10	-0,02

Таблица 41 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме при для варианта №2

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	28	710	915,9	3,1
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	196	710	915,9	21,4
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	198	710	915,9	21,6
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	197	710	915,9	21,5
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	622	710	915,9	67,9
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	107	710	915,9	11,7
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	АС-120/М-70	179	354	456,7	39,2
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	АС-150/М-70	112	354	456,7	24,5
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	112	354	456,7	24,5
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	75	375	483,8	15,6
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	126	354	456,7	27,7
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	17	354	456,7	3,8
ВЛ 110 кВ С-55 – Волчанец	АС-120/М-70	66	354	456,7	14,4
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	139	354	456,7	30,5

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	89	354	356,7	19,6
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	520	610	786,9	66,1
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	138	354	456,7	30,2
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	113	265	341,9	33,2
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	134	330	425,7	31,4
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	1,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	111	330	425,7	26,1
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	78	330	425,7	18,4
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	212	330	425,7	49,7
ВЛ 110 кВ Новый мир – Подъяпольск	АС-95	31	330	425,7	7,4
ВЛ 110 кВ Подъяпольск – 178-Ф	АСК-120	14	375	483,8	2,8
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	31	375	483,8	6,4
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	46	354	456,7	10
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	АС-150	167	450	580,5	28,8
ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск	АС-150	9	450	580,5	1,6

Таблица 42 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме для варианта №2

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая-2	АС-300	51	710	915,9	5,5
ВЛ 220 кВ Береговая-2 – ПС Звезда	АС-300	333	710	915,9	36,4
ВЛ 220 кВ ПС Звезда – ПС Перевал	АС-300	335	710	915,9	36,6
ВЛ 220 кВ Перевал – ПС Широкая	АС-300	334	710	915,9	36,5
ВЛ 220 кВ ПС Широкая – ПС Лозовая	АС-300	493	710	915,9	53,8
ВЛ 220 кВ ПС Лозовая – ПаГРЭС	АС-300	252	710	915,9	27,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т	АС-120/М-70	256	354	456,7	56,2
ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Садовая	АС-150/М-70	188	354	456,7	41,1
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая-1	М-70	188	354	456,7	41,2
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Береговая-2	АС-120	202	375	483,8	41,8
ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Промысловка	М-70	327	354	456,7	71,6
ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55	М-95/М-70/АС-120	263	354	456,7	57,5

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Волчанец – Находка	АС-120/М-70	130	354	456,7	28,4
ВЛ 110 кВ Находка – Находка/т	АС-120/М-70	382	354	356,7	83,6
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АС-240/АС-300	-	610	786,9	-
ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС	АС-120/М-70	457	354	456,7	100,2
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-70	156	265	341,9	45,5
ВЛ 110 кВ Береговая 2 – оп. 10	АС-95	184	330	425,7	43,2
ВЛ 110 кВ оп. 10 – Песчаная	АС-70	4	265	341,9	1,1
ВЛ 110 кВ оп. 10 – ПС Топаз	АС-95	153	330	425,7	35,9
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Топаз	АС-95	119	330	425,7	28
ВЛ 110 кВ оп. 81 – ПС Новый мир	АС-95	302	330	425,7	71
ПС Новый мир – Подъяпольск	АС-95	63	330	425,7	14,9
ВЛ 110 кВ Подъяпольск – 178-Ф	АСК-120	92	375	483,8	19
ВЛ 110 кВ 178-Ф – Прибой	АСК-120	56	375	483,8	11,6
ВЛ 110 кВ Прибой – Промысловка	М-70	41	354	456,7	9
ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс	АС-150	226	450	580,5	38,9
ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск	АС-150	46	450	580,5	7,9

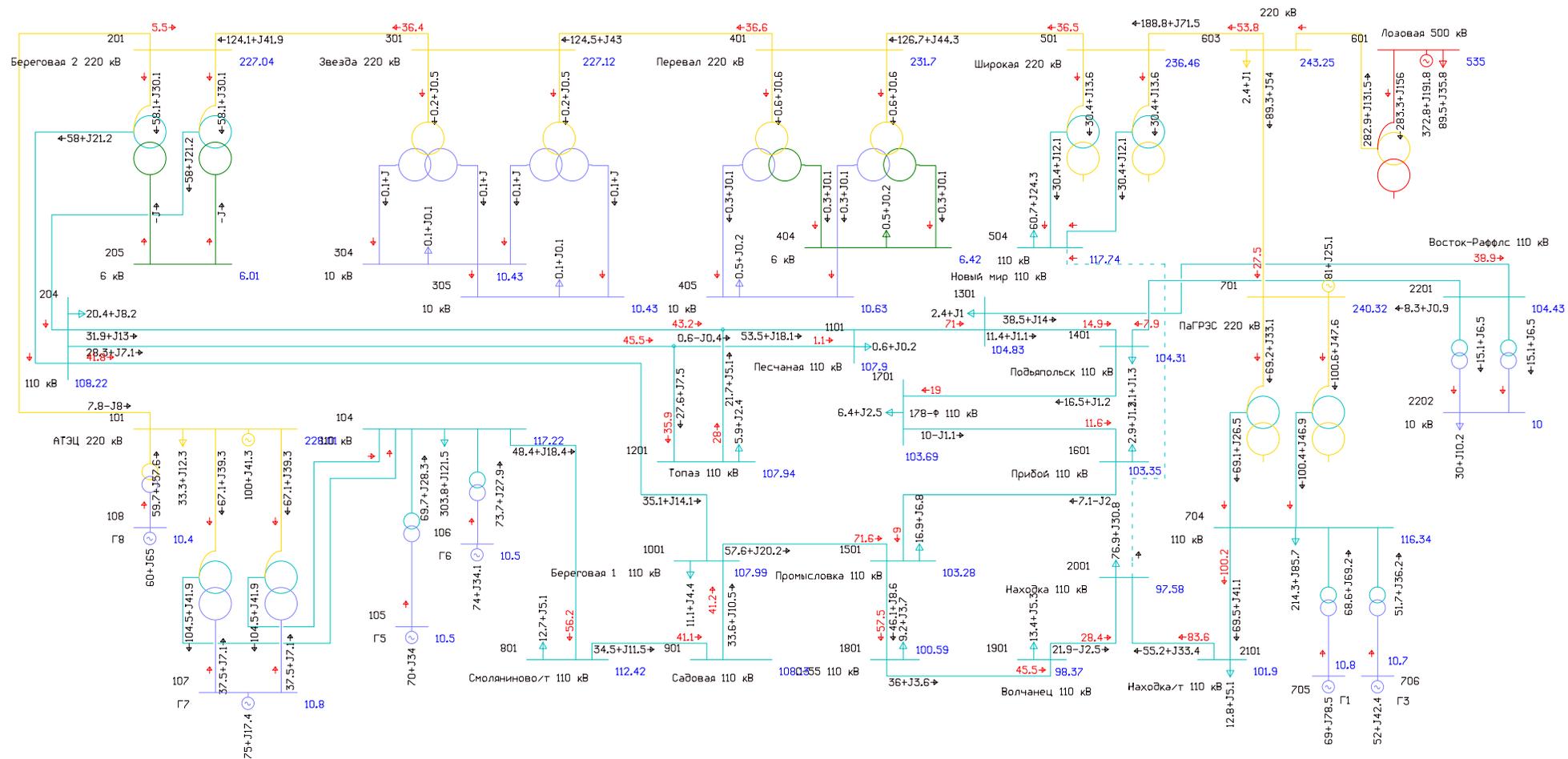


Рисунок 15 – Схема потокораспределения нормального режима при максимальной нагрузке для варианта №2

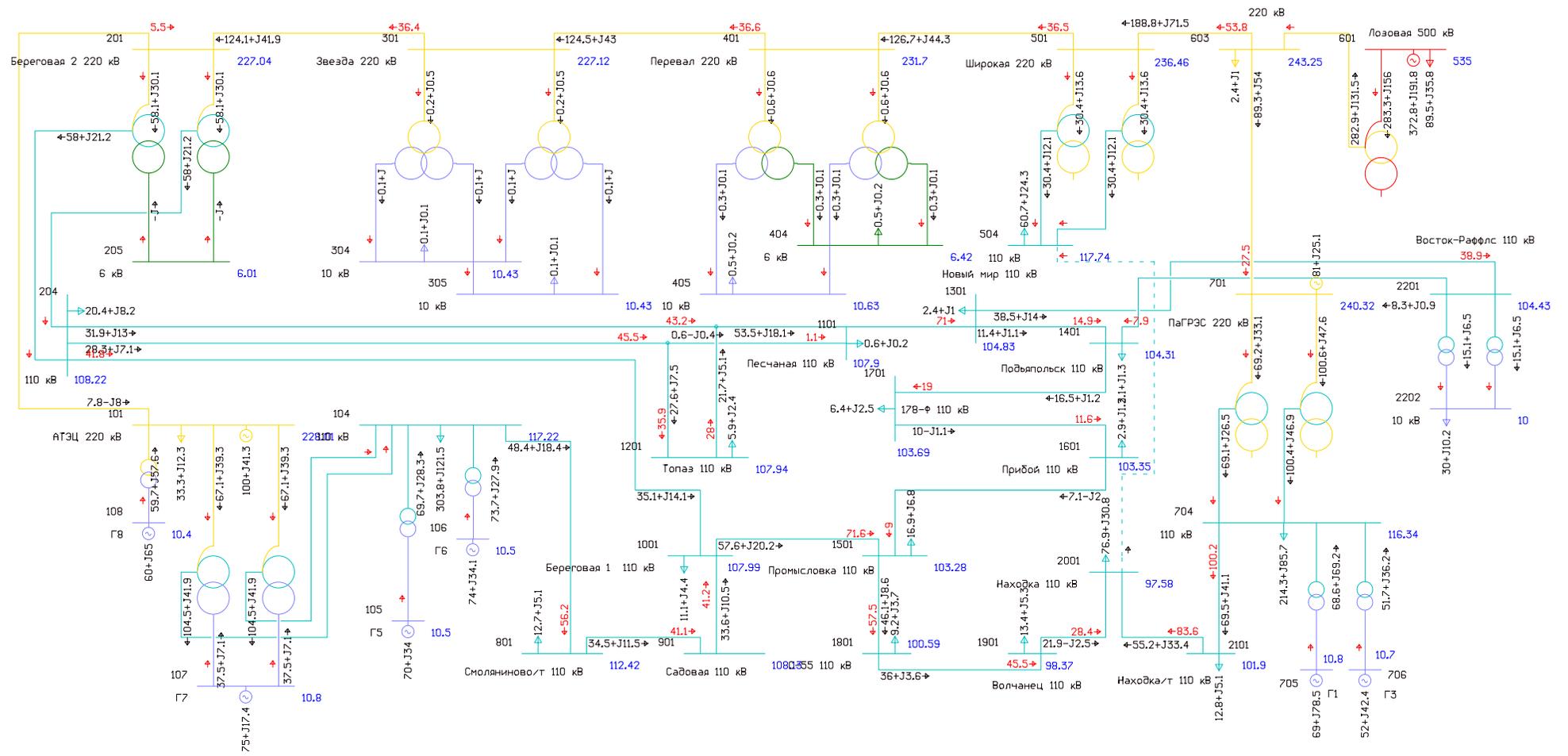


Рисунок 16 – Схема потокораспределения нормального режима при максимальной нагрузке для варианта №2

В нормальном режиме при максимальной нагрузке схемы варианта №2 самой загруженной линией рассматриваемого района также является ВЛ 110 кВ Находка – Широкая, длительный допустимый ток при температуре минус 5⁰ С 786,9 А, максимальный ток, протекающий по проводнику АС-240, 520 А, что является 66,1 % от ДДТН. При отключении данной линии (послеаварийный режим) самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Находка/т – ПаГРЭС, длительный допустимый ток при температуре минус 5⁰С 456,7 А, максимальный ток в проводнике М-70 – 457 А, что составляет 100,2 % от ДДТН. Проектируемые ВЛ 110 кВ Новый мир – Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс – Подъяпольск в нормальном режиме загружены на 1,6% и 7,4 % соответственно, в послеаварийном режиме на 7,9 % и 14,9 % соответственно.

Уровни напряжения при нормальном режиме работы схемы варианта №1 находятся в допустимых пределах. В послеаварийном режиме уровни напряжения выше 0,9 от номинального значения.

Потери активной мощности в нормальном режиме составляет 11,91 МВт, это 1,28 % от общей нагрузки (930 МВт). В послеаварийном режиме значение потерь активной мощности возрастают в два раза – 24,11 МВт, что составляет 2,59 % от общей нагрузки потребителей.

7 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Цель данного раздела – расчёт эффективности инвестиций в проектируемый вариант развития сети, в данной работе оптимальный вариант присоединения подстанции Восток-Раффлс к электроэнергетической сети Приморского края. Для реализации данной цели необходимо рассчитать затраты, состоящие из капиталовложения и издержек рассматриваемого варианта, а также определить чистый дисконтированный доход, срок окупаемости и коэффициент рентабельности, позволяющие сделать определённые выводы об эффективности проекта в целом.

7.1 Расчет капиталовложений

Капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых: капиталовложения на строительство подстанции и строительство линий.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (109)$$

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,62$, при условии, что цены взяты за 2000 год [9].

Расчет капиталовложений для вариантов развития электрических сетей Партизанского района приведен в Приложении Д. Результаты расчета капиталовложений представлены в таблице

Таблица 43 – Капиталовложения

Элементы сети	K для варианта №1, тыс.руб	K для варианта №2, тыс.руб
ВЛ	110260,07	99368,58
Подстанция	572044,59	697932,59
Сумма	682304,67	797301,182

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки включают в себя амортизационные отчисления, издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования каждый год и на потери электроэнергии в рассматриваемом объекте.

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р.} + I_{\Delta W}. \quad (110)$$

Расчет эксплуатационных издержек варианта №1 и варианта №2 показан в приложении Д. Результаты расчета представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Издержки

Издержки	<i>I</i> для варианта №1, тыс. руб.	<i>I</i> для варианта №2, тыс. руб.
<i>I</i> _{Э.Р.}	17471,37	21034,994
<i>I</i> _{А.М.}	34115,23	39865,059
<i>I</i> _{ΔW}	5528,35	5392,18
<i>I</i>	57114,96	66292,23

По результатам расчета капиталовложений и издержек двух вариантов можно сделать вывод, что вариант №1 подключения ПС Восток-Раффлс является наиболее дешевым. Оценку экономической эффективности проекта будет производиться для этого варианта.

7.3 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{pi} = W_i T, \quad (111)$$

где W_i – полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год, МВт*ч;

T – одноставочный тариф для потребителей, тыс. руб/МВт*ч.

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_i = P_H \cdot T_{\max}. \quad (112)$$

Прибыль от реализации продукции определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{oi}} = O_{Pi} - I_i - K_i - Y_i. \quad (113)$$

Величина прибыли после вычета налогов определяется, как:

$$\Pi_{\text{qi}} = \Pi_{\text{oi}} - H_i \quad (114)$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход определяется как:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^{T_p} \mathcal{E}_i \cdot \frac{1}{(1+d)^i}. \quad (115)$$

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчета ЧДД варианта №1 представлены на рисунке 17.

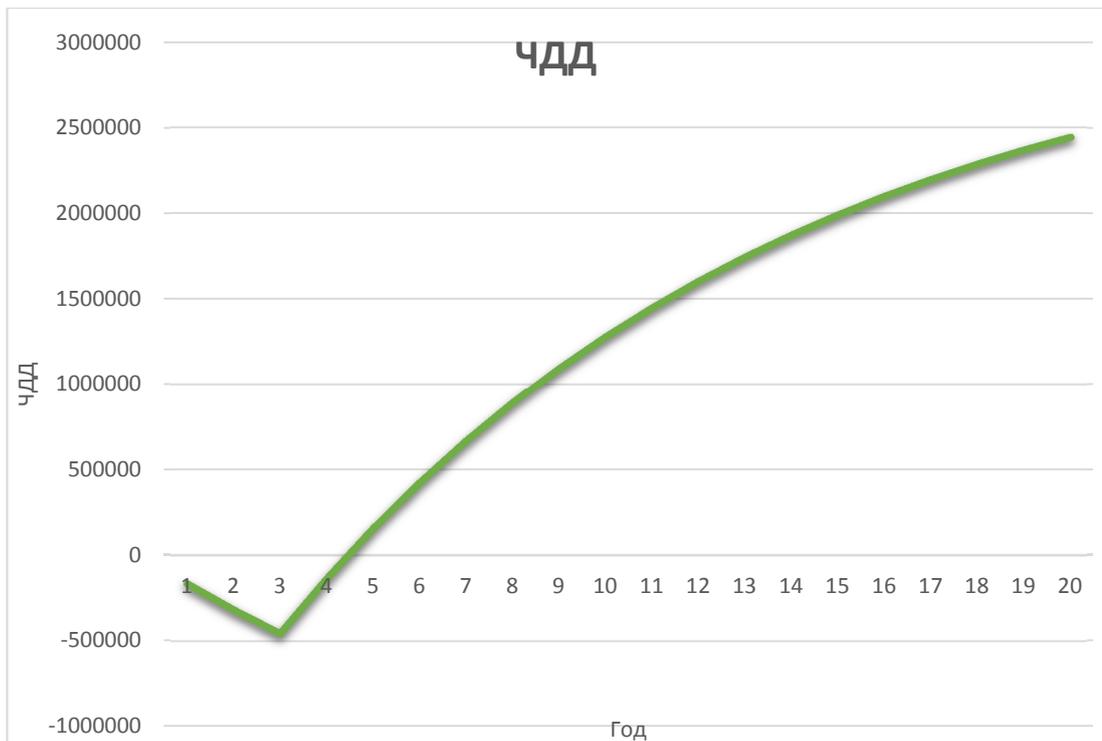


Рисунок 17 –ЧДД для варианта №1

Рентабельность инвестиций рассчитывается по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [9]:

$$R_i = \frac{\mathcal{E}_i - I_i - H_i}{K}, \quad (116)$$

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R = \frac{459990,9 - 54728,36 - 0,2 \cdot 574988,64}{682304,67} = 0,577.$$

Данный вариант развития сети является эффективным, т.к. рентабельность проекта составляет 55,7 %.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_v (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_v = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_v ЧДД – отрицателен [9].

$E_g = 0,63$, при большем значении ЧДД становится отрицательным. Проект окупается за 5 лет.

Значение внутренней нормы доходности больше норма дисконта $0,58 > 0,095$, это обозначает, что проект эффективный.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Безопасностью является свойство системы «человек – среда его обитания» сохранять условия взаимодействия к людским, природным и материальным ценностям.

Вопросы анализа безопасности эргодических систем:

– выявление факторов, которые влияют на вероятностный показатель нежелательных событий;

– обзор обстоятельств, способствующих возникновению этих событий, разработка мероприятий по уменьшению вероятности появления этих событий.

Опасным является производственный фактор, влияние которого приводит к травме или другому внезапно резкому ухудшению здоровья работающего человека в определенных условиях. При заболевании или снижении трудоспособности производственный фактор считают вредным. Оба фактора делятся на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизические.

Рассматриваемым объектом является строящаяся подстанция «Восток-Раффлс» с классом напряжения 110 кВ и ниже, территориально находящаяся в Приморском крае.

В данном проекте следует разобрать вопросы о мерах безопасности при монтаже и работе с объектом.

Главной опасностью для обслуживающего персонала на подстанции 110/10 кВ является поражение электрическим током.

Опасность электрического тока в отличие от прочих опасностей усугубляется тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить напряжение дистанционно. Проходя через живые ткани, электрический ток оказывает термическое электролитическое и биологическое воздействие, что приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местное поражение тканей и органов, так и общее поражение организма.

Поражение электрическим током делят на два вида: электрический удар и электрические травмы. Два понятия резко отличаются друг от друга. К местным электрическим травмам относят ожоги, электрометаллизация кожи, механические повреждения, электроофтальмия и электрические знаки.

В электроустановках напряжением 35кВ и выше возникает опасность характерная для данных уровней напряжения, ожоги могут возникать и без непосредственного контакта с токоведущими частями, а лишь при случайном приближении на опасное расстояние. Когда это расстояние меньше или равно разрядному, возникает сначала искровой разряд, который переходит в электрическую дугу.

Ткани человека нагреваются проходящим через них током от дуги, температура которой достигает 4000 C^0 , что приводит к ожогу. Разрыв дуги осуществляется за счет резких сокращений мышц под действием тока. В связи с этим, ток проходит через тело кратковременно, поэтому нарушение дыхания или сердечного ритма может быть не нарушено, но полученные ожоги являются весьма серьёзным, а иногда смертельным.

8.1.1 Технические мероприятия по предотвращению поражения электрическим током

Рассматриваемый проект относится к электроустановкам выше 1000 В, что требует соблюдения мер электробезопасности согласно правил техники безопасности.

Причины несчастных случаев можно сгруппировать по следующим основным направлениям: квалификация персонала, дисциплина и порядок на производстве, ответственность за полученное дело, психологические факторы.

Исходя из этого, выделяются основные причины, приводящие к электротравмам:

- 1) нарушение технических мероприятий ПТБ;
- 2) нарушение организационных мероприятий ПТБ;

Для устранения этих нарушений предусматриваются:

1. Организационные мероприятия:

- 1) назначение лиц, ответственных за безопасное ведение работ.
 - 2) выдача наряда или распоряжения в строго установленном порядке.
 - 3) выдача разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск.
 - 4) надзор при выполнении работ.
 - 5) оформление перевода на другое рабочее место.
 - 6) оформление перерывов в работе и ее окончания.
2. Технические мероприятия:

Устанавливается следующий порядок выполнения технических мероприятий для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения:

- а) производятся отключения и принимаются меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- б) вывешиваются запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратуры;
- в) проверяется отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены, для защиты людей от поражения электрическим током;
- г) устанавливается заземление (включаются заземляющие ножи, используются переносные заземления);
- д) ограждаются при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешиваются на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

При работе на токоведущих частях, требующей снятия напряжения, отключаются:

- 1) Токоведущие части, на которых будет производиться работа.
- 2) Неограждённые токоведущие части, к которым возможно приближение людей на расстояние не менее 1 м на стороне 110 и 220 кВ и не менее 0.6 м на стороне 10 кВ проектируемой подстанции, механизмов и грузоподъемных машин на расстояние не меньше 1,5 м на стороне 110 и 220 кВ и менее 1 м на стороне 10 кВ.

В электрических установках с номинальным напряжением выше 1000 В с каждой стороны должен быть выполнен видимый разрыв (отсоединение шин и проводов, отключение разъединителей, снятие предохранителей, отключение отделителей, выключение нагрузок), откуда коммутационным оборудованием может быть подано напряжение на рабочее место.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения отключаются со стороны напряжения до 1000 В, чтобы исключить обратную трансформацию энергии с низкой стороны.

При подготовке рабочего места после отключения разъединителей (отделителей) и выключателей нагрузки с ручным управлением, необходимо визуально убедиться в их отключенном положении и отсутствии шунтирующих перемычек. В электроустановках с напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение к месту работы, предусматриваются следующие меры:

1) у разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном состоянии запираются на механический замок;

2) у разъединителей, управляемых оперативной штангой, специальные ограждения также запираются механическим замком;

3) у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, отключаются цепи силовые и управления;

4) у грузовых и пружинных приводов выключающий груз пружины приводятся в нерабочее состояние;

5) при работе в отсеке шкафов КРУ тележка с оборудованием выкатывается, шторка отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запирается на замок и вывешивается плакат "Стой! Напряжение!", в отсеке где предстоит работать, вывешивается плакат "Работать здесь";

6) при работе вне КРУ на подключенном к ним оборудовании шин на отходящих ВЛ и КЖ тележка с выключателем выкатывается из шкафа; шторка или

дверца запираются на замок и на них вывешивается плакат "Не включать! Работают люди!" или " Не включать! Работа на линии!". При этом, допускается: при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем, устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей, при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ, тележка устанавливается в промежуточное положение между контрольным и выключенным положением, при условии запираения ее на замок. Тележка устанавливается в промежуточном положении независимо от наличия заземления на присоединении.

В электроустановках с напряжением до 1000 В со всех сторон токоведущих частей, на которых будут проводиться работы, напряжение снимается отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей, предотвращение ошибочных включений коммутационных аппаратов обеспечивается такими мерами, как запираение рукояток или дверей шкафа, закрытие кнопок, установка между контактами коммутационного аппарата изолирующих накладок и т.д. При снятии напряжения коммутационным аппаратом с дистанционным управлением включающая катушка отключается.

Расшиновка или отсоединение кабеля, проводов при подготовке рабочего места выполняется слесарем из ремонтного персонала, имеющим III группу до электробезопасности, под наблюдением дежурного или работника из оперативно-ремонтного персонала. С ближайших к рабочему месту токоведущих частей, доступных прикосновению, снимается напряжение, либо они ограждаются.

Отключенное положение коммутационных аппаратов до 1000В с недоступными для осмотра контактами определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах, либо на отходящих шинах, проводах или зажимах оборудования, включаемого этим коммутационным аппаратом.

На приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, на ключах и кнопках дистанционного управления, на коммутационной аппаратуре

до 1000В не имеющих автоматов, выключателей или рубильников, плакаты вывешиваются у самих предохранителей.

На приводах разъединителей, которыми отключена для работ ВЛ или КЛ, независимо от числа работающих бригад вывешивается один плакат "Не включать! Работа на линии!". Этот плакат вывешивается и снимается по указанию работника, который дает распоряжения на подготовку рабочих мест и ведет учет численности работающих на линии бригад.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшиеся под напряжением применяются шиты, ширмы и т.п., изготовленные из дерева или других изоляционных материалов. На временные ограждения наносятся надписи "Стоять! Напряжение!" или укрепляются соответствующие плакаты.

В ОРУ при работах, проводимых с земли и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место ограждается канатом, веревкой или шнуром из растительных или синтетических волокон с вывешенным на них плакатом "Стоять! Напряжение!", обращенным внутрь огражденного пространства. Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства. При снятии напряжения со всего ОРУ, за исключением линейных разъединителей, последние ограждаются плакатами с надписями "Стоять! Напряжение!", обращенными наружу огражденного пространства. В ОРУ, при работе на вторичных цепях по распоряжению, ограждать рабочее место не требуется. В электроустановках, кроме ВЛ и КЛ, на подготовленных рабочих местах вывешивается плакат "Работать здесь". В ОРУ на участках конструкции, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участком, находящимся под напряжением, устанавливаются хорошо видимые плакаты "Стоять! Напряжение!". На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу вывешивается плакат "Не влезай! Убьет!". На стационарных лестницах и конструкциях по которым разрешено подниматься для проведения работ, вывешивается плакат "Влезать здесь".

Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работ плакаты и ограждения, установленные при подготовке рабочих мест.

Проверка отсутствия напряжения осуществляется указателем напряжения, исправность которого перед применением проверяется с помощью прибора или приближением к токоведущим частям, находящимся под напряжением. В электроустановках с напряжением выше 1000В указателем напряжения пользуются в диэлектрических перчатках. В электроустановках 35кВ и выше для проверки отсутствия напряжения используется изолирующая штанга. Признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания при прикосновении ею несколько раз к токоведущим частям. Заземление на токоведущие части устанавливается непосредственно после проверки отсутствия напряжения. В электроустановках выше 1000В заземляются токоведущие части всех фаз отключенного для работ участка со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, за исключением отключенных для работ сборных шин, на которые достаточно установить одно заземление.

Заземленные токоведущие части отделяются от токоведущих частей, на которых непосредственно ведется работа, отключенными выключателями, разъединителями, демонтируемыми шинами или проводами. Непосредственно на рабочем месте заземление на токоведущие части дополнительно устанавливается в тех случаях, когда эти части могут оказаться под наведенным напряжением. Присоединяются переносные заземления к токоведущим частям в местах очищенных от краски.

В электроустановках до 1000В при работах на сборных шинах распределительных устройств, щитов, сборок напряжение снимается с шин, и шины (за исключением шин, выполненных изолированным проводом) заземляются.

Допускается временное снятие заземления, установленного при подготовке рабочего места, если это требуется по характеру выполняемых работ (измерение сопротивления, изоляции и т.п.). Временное снятие и последующая установка заземления выполняется дежурным, оперативно-ремонтным персоналом, либо по указанию выдающего наряд производителем работ. Разрешение на

временное снятие заземления, а также на выполнение этих операций выдается производителем работ, вносится в строку наряда "отдельные указания" с записью о том, где и для какой цели снимается заземление.

В электроустановках, конструкция которых такова, что установка заземления опасна или невозможна (например, в некоторых распределительных ящиках КРУ отдельных типов, сборках с вертикальным расположением фаз), при подготовке рабочего места заземление не устанавливается, а надеваются диэлектрические колпаки на ножи разъединителей или устанавливаются прокладки между контактами коммутационных аппаратов.

В электроустановках до 1000В операции по установке и снятию заземлений выполняются одним работником с группой Ш из дежурного или оперативно-ремонтного персонала.

В электроустановках выше 1000В переносные заземления устанавливаются двумя работниками: один с группой IУ (из дежурного или оперативно-ремонтного персонала), другой с группой Ш. Заземляющие ножи включаются одним работником с группой IУ из дежурного или оперативно-ремонтного персонала. Отключаются заземляющие ножи и снимаются переносные заземления одним человеком с группой Ш из дежурного или оперативно-ремонтного персонала.

8.1.2 Безопасное ведение монтажных работ на подстанции

Кроме соблюдения правил ТБ при эксплуатации проектируемой подстанции, предусматриваются меры безопасности при электромонтажных и наладочных работах на данной подстанции.

Кроме соблюдения правил техники безопасности при эксплуатации подстанции также предусматриваются меры безопасности при наладочных и электромонтажных работах при строительстве подстанции.

При проведении электромонтажных работ в РУ предусматриваются следующие правила:

- 1) подъем, перемещение и установка разъединителей и других аппаратов рубящего типа производится в положении "включено", а аппаратов, снабженных

возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления в положении "отключено".

2) при регулировании выключателей и разъединителей, соединенных с проводами, принимаются меры для предотвращения самопроизвольного или непредвиденного включения, или отключения последних.

3) проверка одновременности включения контактов масляного выключателя выполняется при напряжении не выше 12 В.

4) при работе на трансформаторе тока зажимы вторичных обмоток до полного окончания работ замыкаются накоротко непосредственно на зажимах трансформатора и заземляются; все выводы трансформаторов напряжения заворачиваются и заземляются на все время монтажа.

5) не допускается прокладка временных ВЛ для освещения, сигнализации и других целей над монтируемыми токоведущими частями открытых РУ.

6) при работах на вновь монтируемых ОРУ спуски от линии электропередач у концевых опор или на вводных порталах закорачиваются и заземляются.

7) при работах в действующем или расширяемом ОРУ, в случае обнаружения соединений с "землей" какой-либо токоведущей части установки, до отключения поврежденного участка, приближаться к месту повреждения на расстояние менее 10 метров для линии до 220 кВ, запрещается.

8) при тумане, сильном ветре (>12 м/с), приближении грозы и во время грозы все работы по монтажу ОРУ прекращаются.

При ведении пуско-наладочных работ (ПНР) предусматриваются следующие требования:

а) до начала ПНР на РУ все питающие и отходящие к другим подстанциям линий отсоединяются от оборудования, закорачиваются и заземляются;

б) на время производства ПНР закорачиваются и заземляются токоведущие части, на которые может быть подано напряжение путем обратной трансформации, от постороннего источника питания или на них может появиться наведенное напряжение; снимать закорачивающие перемычки и заземление разрешается только на время испытаний и измерений;

в) до начала ПНР на коммутационных аппаратах в целях предотвращения их ошибочного включения или отключения выполняются следующие действия: приводятся в нерабочее состояние пружины коммутационных аппаратов, выключающие грузы или пружины приводов; отключаются рукоятки ручного включения электромагнитных, пружинных и других приводов;

г) не допускается одновременная работа в приводах и на коммутационных аппаратах;

д) при измерении времени включения и отключения коммутационного аппарата применяются меры против подачи, напряжения в первичные цепи;

е) все выводы трансформаторов на время ПНР закорачиваются и заземляются; снимать закорачивающие перемычки и заземления с выводов трансформатора разрешается только на время испытаний и измерений;

ж) не допускается находиться на крыше силового трансформатора во время проверок и измерений, связанных с подачей напряжения;

з) при выполнении работ по наладке трансформаторов на высоте более 1,3 м предусматривается выполнение требований.

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчет габаритов маслоприемника

В качестве вредных факторов на ПС всех уровней напряжений могут рассматриваться загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом, изъятие земли для расширения старых и строительства новых ПС.

При несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленных на подстанции, наибольшую опасность могут представить трансформаторы, залитые трансформаторным маслом

В связи с увеличением электрических нагрузок у потребителей, энерго-снабжающие организации вынуждены реконструировать старые ПС, то есть увеличивать мощности силовых трансформаторов и устанавливая другое силовое оборудование. Это приводит не только к увеличению площади ПС, но и в ряде случаев к изменению конструкций и объемов маслоприёмников.

Следовательно, при реконструкции старых ПС просто необходимым становится оценка изымаемых площадей под ПС и расчёт конструкций маслоприёмников.

Для примера покажем расчёт габаритов маслоприёмника на вводимой ПС Восток-Раффлс согласно 4 главе ПУЭ [8].

На данной подстанции располагаются два трансформатора ТДН-25000/110 с габаритами 5515x3790x5080 мм и массой масла 17 т.

Согласно ПУЭ, габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее, чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 и 50 т; 2 м при массе более 50 т.

Так как масса трансформатора не превышает 20 т, то маслоприёмник выполняем без отвода масла. Объем маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём полного объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % от воды средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с*м² в течение 30 минут.

Определим площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (117)$$

где A и B – габариты трансформатора, м;

δ – расстояние от габаритов трансформатора до габаритов маслоприемника;

Для трансформатора мощностью 25 МВА принимаем массу масла 17 т принимаем значение $\delta = 1,5$ м [8].

$$S_{mn} = (5,515 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,79 + 2 \cdot 1,5) = 57,71 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника равен:

$$V_{m.n.} = V_{m.m.} \quad (118)$$

где $V_{m.m.}$ – объем трансформаторного масла, м³.

Объем трансформаторного масла равен:

$$V_{m.m.} = \frac{M_{m.m.}}{\rho_{m.m.}}, \quad (119)$$

где $M_{m.m.}$ – масса трансформаторного масла, т;

$\rho_{m.m.} = 0,88$ – плотность трансформаторного масла, т/м³;

$$V_{m.m.} = \frac{17}{0,88} = 19,32 \text{ м}^3.$$

Площадь боковых поверхностей трансформатора:

$$S_{\delta.n.m.} = 2 \cdot A \cdot H + 2 \cdot B \cdot H, \quad (120)$$

где H – высота трансформатора, м;

$$S_{\delta.n.m.} = 2 \cdot 5,515 \cdot 5,08 + 2 \cdot 3,79 \cdot 5,08 = 94,54 \text{ м}.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H20} = I \cdot t \cdot (S_{m.n.} + S_{\delta.n.m.}), \quad (121)$$

$$V_{H20} = 0,02 \cdot 1800 \cdot (57,71 + 94,54) = 54,81 \text{ м}^3.$$

Высота маслоприёмника, необходимая для размещения трансформаторного масла и средств пожаротушения:

$$h_{ТН+Н20} = \frac{V_{м.м.} + 0,8 \cdot V_{Н20}}{S_{м.л.}} \quad (122)$$

$$h_{ТН+Н20} = \frac{19,32 + 0,8 \cdot 54,81}{57,71} = 1,09 \text{ м.}$$

В соответствии с ПУЭ маслоприёмники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприёмники без отвода масла должны быть выполнены как заглубленная конструкция и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприёмнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Высота маслоприемника:

$$h_{м.л.} = h_{ТН+Н20} + 0,05 + 0,25, \quad (123)$$

$$h_{м.л.} = 1,09 + 0,05 + 0,25 = 1,39 \text{ м.}$$

Удаление масла и воды из маслоприёмника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

8.2.2 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест.

Шум трансформаторов, особенно больших, в основном обусловлен двумя составляющими: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами [27].

Таблица 45 – Исходные данные для расчета санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции Восток-Раффлс

Кол-во тр-ов N	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Тр-р с принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения видов ДЦ и НДЦ)	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

При определении допустимого уровня шума в зависимости от типа территории прилегающей к подстанции необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23:00 часов и до 07:00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: $L_A = 50$ дБА.

В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{WA} = 89$ дБА.

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума.

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{W_{A\Sigma}} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{W_{Ai}}}, \quad (124)$$

где N - количество источников шума (трансформаторов);

$L_{W_{Ai}}$ - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

$$L_{W_{A\Sigma}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 89} = 92,01$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука: $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений получаем:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{W_{A\Sigma}} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}, \quad (125)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} , получим минимальное расстояние от источников шума на подстанции до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W_{A\Sigma}} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}} \quad (126)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(92,01-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 50,29 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

На рисунке 18 показана типовая схема расположения ПС относительно жилой застройки

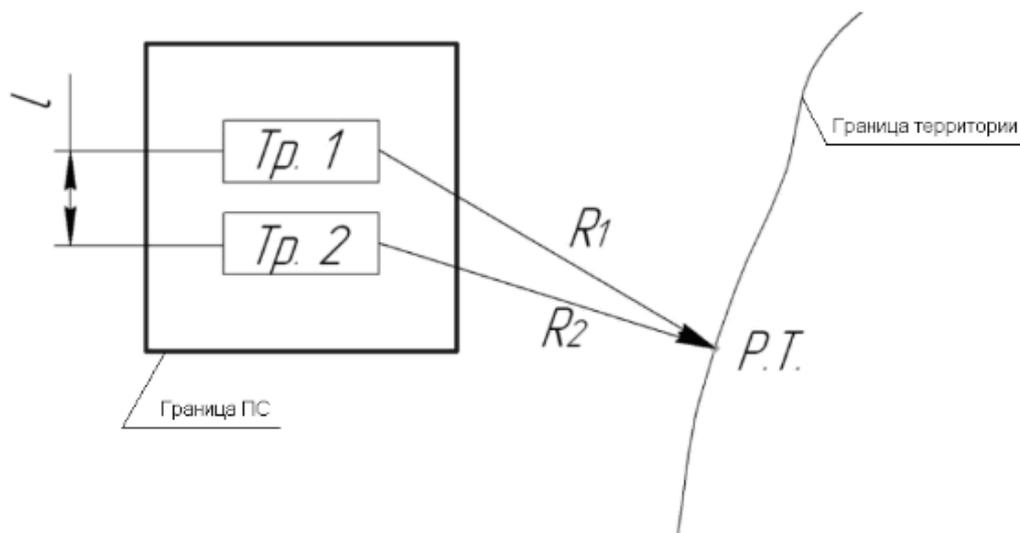


Рисунок 18 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

8.3 Чрезвычайные ситуации

8.3.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Восток-Раффлс»

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции «Восток-Раффлс» согласно [17].

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна [17].

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и

автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоисточников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «Восток-Раффлс» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «Восток-Раффлс» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Восток-Раффлс» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта [17].

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

8.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторов подстанции «Восток-Раффлс»

На подстанции установлено два трансформатора ТДН-25000/110, масса трансформаторного масла в одном трансформаторе - 17000 кг.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах, между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаются за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была разработана оптимальная схема подключения подстанции Восток-Раффлс к энергосистеме Приморского края.

В процессе достижения поставленной цели были выполнены задачи: разработано 4 варианта включения подстанции Восток-Раффлс, была спроектирована подстанция Восток-Раффлс в комплекте с современным оборудованием, был выбран наиболее экономичный вариант включения и произведен анализ, говорящий об экономической эффективности проекта.

В ходе проектирования подстанции было выбрано силовое электрическое оборудование, разработаны заземление и молниезащита, выбрано оборудование защиты и автоматики микропроцессорного типа.

Рассмотрены вопросы безопасного проведения монтажных работ на подстанции, перечень мероприятий по предотвращению поражения обслуживающего персонала электрическим током, требования пожарной безопасности и эксплуатации и требования безопасности в аварийных ситуациях. Были проведены расчеты габаритов маслоприемника трансформаторов на подстанции и расчет санитарно-защитной зоны по шуму для вводимой подстанции Восток-Раффлс.

В экономическом расчете найдены капиталовложения и издержки проекта, определен чистый дисконтированный доход, рентабельность проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Издательство «Высшая школа», 2008. – 285 с.

2 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 185 с.

3 Веников, В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 243 с.

4 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Б. : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. – 46 с.

5 Идельчик, В. И. Разработка и применение геоинформационных систем в распределительных электрических сетях / В. И. Идельчик. – М. : СевКавГТУ, 2007. – 443 с.

6 Индексы изменения сметной стоимости : письмо № 1951-ВТ/10 от 12.02.2013 // Министерство регионального развития Российской Федерации. – 2013.

7 Электротехнический справочник: в 4 т. / под ред. И. П. Березиной, М. П. Соколовой, Н. Б. Фомичевой. – М. : Издательство «МЭИ», 2002. – Т.2. – 327 с.

8 Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.

9 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376 с.

10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

11 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

12 Моржин Ю. И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю. И. Моржин, С. Г. Попов, П. А. Горожанкин В.Г. Наровлянский, М. А. Власов, А. А. Сердцев // ЭнергоЭксперт – 2011.– № 4 (27).– С. 27–32.

13 Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012.– № 1(05).– С. 86–89.

14 СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97). Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. – М. : ОРГРЭС, 1997. – 39 с.

15 Гельфанд А. М. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС / А. М. Гельфанд, П. А. Горожанкин, В. Г. Наровлянский, Л. И. Фридман // Электрические станции – 2012. – № 5. – С. 55-58.

16 Электрические аппараты. Справочник / И. И. Алиев, М. Б. Абрамов. – М. : Издательское предприятие РадиоСофт, 2007. – 256 с.

17 Эксплуатация электрооборудования / Г. П. Ерошенко, А. П., А. П. Коломиец, Н. П. Кондратьева, Ю. А. Медведько, М. А. Таранов. – М.: Колос, 2005. – 344 с.

18 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – М. : Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

19 Степановских А. С. Охрана окружающей среды / А. С. Степановских. – Курган : ГИПП «Зауралье», 1998. – 512 с.

20 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru> – 8.05.2020 г.

21 Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru> – 10.05.2020 г.

22 Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ugenergoprom.ru> – 19.05.2020 г.

23 Филатов А. А. Обслуживание электроподстанций оперативным персоналом. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. 368 с., ил.

24 Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 2011. – 288 с.

25 Козлов В. А., Билик Н. И., Д.Л. Файбисович Справочник по проектированию электроснабжения. – 2-ое изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат, 2008. – 256 с.

26 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчёт о НИР (промежуточ.) : рук. С. А. Порянков; исполн. : М. С. Волков. – М., 2019.

27 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : Метод. указ. к практ. занят. / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов

Расчет параметров ЛЭП

Исходные данные:

АС – 70	АС – 95	АС – 120
$r_{0_{ac70}} := 0.428 \text{ ом/км}$	$r_{0_{ac95}} := 0.306 \text{ ом/км}$	$r_{0_{ac120}} := 0.249 \text{ ом/км}$
$x_{0_{ac70}} := 0.444 \text{ ом/км}$	$x_{0_{ac95}} := 0.434 \text{ ом/км}$	$x_{0_{ac120}} := 0.427 \text{ ом/км}$
$b_{0_{ac70}} := 2.55 \text{ см/км}$	$b_{0_{ac95}} := 2.61 \text{ см/км}$	$b_{0_{ac120}} := 2.66 \text{ см/км}$
М – 70	М – 95	АС-300
$r_{0_{M70}} := 0.27 \text{ ом/км}$	$r_{0_{M95}} := 0.199 \text{ ом/км}$	$r_{0_{ac300}} := 0.098 \text{ ом/км}$
$x_{0_{M70}} := 0.546 \text{ ом/км}$	$x_{0_{M95}} := 0.536 \text{ ом/км}$	$x_{0_{ac300}} := 0.429 \text{ ом/км}$
$b_{0_{M70}} := 2.064 \text{ см/км}$	$b_{0_{M95}} := 2.105 \text{ см/км}$	$b_{0_{ac300}} := 2.64 \text{ см/км}$
АС – 150	АС-240	АС-300(110 кВ)
$r_{0_{ac150}} := 0.198 \text{ ом/км}$	$r_{0_{ac240}} := 0.12 \text{ ом/км}$	$r_{0_{ac300'}} := 0.098 \text{ ом/км}$
$x_{0_{ac150}} := 0.42 \text{ ом/км}$	$x_{0_{ac240}} := 0.405 \text{ ом/км}$	$x_{0_{ac300'}} := 0.195 \text{ ом/км}$
$b_{0_{ac150}} := 2.7 \text{ см/км}$	$b_{0_{ac240}} := 2.81 \text{ см/км}$	$b_{0_{ac300'}} := 6.11 \text{ см/км}$

ВЛ 220 кВ АТЭЦ - ПС Береговая 2

$$z_{атэц_бер2} := (r_{0_{ac300}} + i \cdot x_{0_{ac300}}) \cdot 45.3 = 4.439 + 19.434i \text{ Ом}$$

$$y_{атэц_бер2} := -i \cdot b_{0_{ac300}} \cdot 45.3 = -119.592i \text{ См}$$

ВЛ 220 кВ Береговая 2 - Звезда

$$z_{бер2_зве} := (r_{0_{ac300}} + i \cdot x_{0_{ac300}}) \cdot 0.59 = 0.058 + 0.253i \text{ Ом}$$

$$y_{бер2_зве} := -i \cdot b_{0_{ac300}} \cdot 0.59 = -1.558i \text{ См}$$

ВЛ 220 кВ Звезда - Перевал

$$z_{зве_пер} := (r_{0_{ac300}} + i \cdot x_{0_{ac300}}) \cdot 34.18 = 3.35 + 14.663i \text{ Ом}$$

$$y_{зве_пер} := -i \cdot b_{0_{ac300}} \cdot 34.18 = -90.235i \text{ См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов

ВЛ 220 кВ Перевал - Широкая

$$z_{\text{пер_шир}} := (r_{0\text{ac}300} + i \cdot x_{0\text{ac}300}) \cdot 40.24 = 3.944 + 17.263i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{пер_шир}} := -i \cdot b_{0\text{ac}300} \cdot 40.24 = -106.234i \quad \text{См}$$

ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая

$$z_{\text{шир_лоз}} := (r_{0\text{ac}300} + i \cdot x_{0\text{ac}300}) \cdot 32.3 = 3.165 + 13.857i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{шир_лоз}} := -i \cdot b_{0\text{ac}300} \cdot 32.3 = -85.272i \quad \text{См}$$

ВЛ 220 кВ Лозовая - ПаГРЭС

$$z_{\text{лоз_пагрэс}} := (r_{0\text{ac}300} + i \cdot x_{0\text{ac}300}) \cdot 22 = 2.156 + 9.438i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{лоз_пагрэс}} := -i \cdot b_{0\text{ac}300} \cdot 22 = -58.08i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Смоляниново/т

$$z_{\text{атэц_смол}} := (r_{0\text{ac}120} + i \cdot x_{0\text{ac}120}) \cdot 2.98 \dots = 6.685 + 13.29i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{M}70} + i \cdot x_{0\text{M}70}) \cdot 22.01$$

$$y_{\text{атэц_смол}} := -i \cdot (b_{0\text{ac}120} \cdot 2.98 + b_{0\text{M}70} \cdot 22.01) = -53.355i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Смоляниново/т - Садовая

$$z_{\text{смол_сад}} := (r_{0\text{ac}150} + i \cdot x_{0\text{ac}150}) \cdot 2.9 \dots = 8.38 + 17.003i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{M}70} + i \cdot x_{0\text{M}70}) \cdot 28.91$$

$$y_{\text{смол_сад}} := -i \cdot (b_{0\text{ac}150} \cdot 2.9 + b_{0\text{M}70} \cdot 28.91) = -67.5i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Садовая - Береговая 1

$$z_{\text{сад_бер1}} := (r_{0\text{M}70} + i \cdot x_{0\text{M}70}) \cdot 1.04 = 0.281 + 0.568i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{сад_бер1}} := -i \cdot b_{0\text{M}70} \cdot 1.04 = -2.147i \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов

ВЛ 110 кВ Береговая 1 - Береговая 2

$$z_{\text{бер1_бер2}} := (r_{0\text{ac120}} + i \cdot x_{0\text{ac120}}) \cdot 1.7 = 0.423 + 0.726i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{бер1_бер2}} := -i \cdot b_{0\text{ac120}} \cdot 1.7 = -4.522i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Береговая 1 - Промысловка

$$z_{\text{бер1_пром}} := (r_{0\text{M70}} + i \cdot x_{0\text{M70}}) \cdot 19.49 = 5.262 + 10.642i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{бер1_пром}} := -i \cdot b_{0\text{M70}} \cdot 19.49 = -40.227i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Промысловка - С-55

$$z_{\text{пром_с55}} := (r_{0\text{M95}} + i \cdot x_{0\text{M95}}) \cdot 1.93 + (r_{0\text{M70}} + i \cdot x_{0\text{M70}}) \cdot 8.28 \dots = 4.497 + 8.775i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{ac120}} + i \cdot x_{0\text{ac120}}) \cdot 7.54$$

$$y_{\text{пром_с55}} := -i \cdot (b_{0\text{M70}} \cdot 1.93 + b_{0\text{M70}} \cdot 8.28 + b_{0\text{ac120}} \cdot 7.54) = -41.13i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ С-55 - Волчанец

$$z_{\text{с55_вол}} := (r_{0\text{ac120}} + i \cdot x_{0\text{ac120}}) \cdot 11.65 \dots = 5.304 + 9.834i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{M70}} + i \cdot x_{0\text{M70}}) \cdot 8.9$$

$$y_{\text{с55_вол}} := -i \cdot (b_{0\text{ac120}} \cdot 11.65 + b_{0\text{M70}} \cdot 8.9) = -49.359i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Волчанец - Находка

$$z_{\text{вол_нах}} := (r_{0\text{ac120}} + i \cdot x_{0\text{ac120}}) \cdot 1.06 \dots = 4.624 + 9.271i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{M70}} + i \cdot x_{0\text{M70}}) \cdot 16.15$$

$$y_{\text{вол_нах}} := -i \cdot (b_{0\text{ac120}} \cdot 1.06 + b_{0\text{M70}} \cdot 16.15) = -36.153i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Находка - Находка/т

$$z_{\text{нах_нахт}} := (r_{0\text{ac120}} + i \cdot x_{0\text{ac120}}) \cdot 6.75 \dots = 3.557 + 6.677i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0\text{M70}} + i \cdot x_{0\text{M70}}) \cdot 6.95$$

$$y_{\text{нах_нахт}} := -i \cdot (b_{0\text{ac120}} \cdot 6.75 + b_{0\text{M70}} \cdot 6.95) = -32.3i \quad \text{См}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов

ВЛ 110 кВ Находка/т - ПаГРЭС

$$z_{\text{нахт_пагрэс}} := (r_{\text{ас120}} + i \cdot x_{\text{ас120}}) \cdot 8.3 + (r_{\text{м70}} + i \cdot x_{\text{м70}}) \cdot 28 = 9.627 + 18.832i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{нахт_пагрэс}} := -i \cdot (b_{\text{ас120}} \cdot 8.3 + b_{\text{м70}} \cdot 28) = -79.87i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Береговая 2 - оп.10

$$z_{\text{бер2_оп10}} := (r_{\text{ас70}} + i \cdot x_{\text{ас70}}) \cdot 2 = 0.856 + 0.888i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{бер2_оп10}} := -i \cdot b_{\text{ас70}} \cdot 2 = -5.1i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Береговая 2 - оп.81

$$z_{\text{бер2_оп81}} := (r_{\text{ас95}} + i \cdot x_{\text{ас95}}) \cdot 2 = 0.612 + 0.868i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{бер2_оп81}} := -i \cdot b_{\text{ас95}} \cdot 2 = -5.22i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ оп.10 - Песчаная

$$z_{\text{оп10_пес}} := (r_{\text{ас70}} + i \cdot x_{\text{ас70}}) \cdot 22 = 9.416 + 9.768i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{оп10_пес}} := -i \cdot b_{\text{ас70}} \cdot 22 = -56.1i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ оп.10 - Топаз

$$z_{\text{оп10_топ}} := (r_{\text{ас95}} + i \cdot x_{\text{ас95}}) \cdot 0.03 = 0.009 + 0.013i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{оп10_топ}} := -i \cdot b_{\text{ас95}} \cdot 0.03 = -0.078i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ оп.81 - Топаз

$$z_{\text{оп81_топ}} := (r_{\text{ас95}} + i \cdot x_{\text{ас95}}) \cdot 0.03 = 9.18 \times 10^{-3} + 0.013i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{оп81_топ}} := -i \cdot b_{\text{ас95}} \cdot 0.03 = -0.078i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ оп.81 - Новый мир

$$z_{\text{оп81_нов}} := (r_{\text{ас95}} + i \cdot x_{\text{ас95}}) \cdot 14 = 4.284 + 6.076i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{оп81_нов}} := -i \cdot b_{\text{ас95}} \cdot 14 = -36.54i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Новый мир - Подьяпольск

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов

$$z_{\text{нов_под}} := (r_{0_{\text{ac95}}} + i \cdot x_{0_{\text{ac95}}}) \cdot 13.4 = 4.1 + 5.816i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{нов_под}} := -i \cdot b_{0_{\text{ac95}}} \cdot 13.4 = -34.974i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Подъяпольск - 178-Ф

$$z_{\text{под_178ф}} := (r_{0_{\text{ac120}}} + i \cdot x_{0_{\text{ac120}}}) \cdot 13.9 = 3.461 + 5.935i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{под_178ф}} := -i \cdot b_{0_{\text{ac120}}} \cdot 13.9 = -36.974i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ 178-Ф - Прибой

$$z_{178ф_при} := (r_{0_{\text{ac95}}} + i \cdot x_{0_{\text{ac95}}}) \cdot 13.4 = 4.1 + 5.816i \quad \text{Ом}$$

$$y_{178ф_при} := -i \cdot b_{0_{\text{ac95}}} \cdot 13.4 = -34.974i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Прибой - Промысловка

$$z_{\text{при_про}} := (r_{0_{\text{M70}}} + i \cdot x_{0_{\text{M70}}}) \cdot 8.11 = 2.19 + 4.428i \quad \text{Ом}$$

$$y_{\text{при_про}} := -i \cdot b_{0_{\text{M70}}} \cdot 8.11 = -16.739i \quad \text{См}$$

ВЛ 110 кВ Широка - Находка

$$z_{\text{шир_нах}} := (r_{0_{\text{ac240}}} + i \cdot x_{0_{\text{ac240}}}) \cdot 7.5 \dots = 1.027 + 3.291i \quad \text{Ом} \\ + (r_{0_{\text{ac300}}} + i \cdot x_{0_{\text{ac300}}}) \cdot 1.3$$

$$y_{\text{шир_нах}} := -i \cdot (b_{0_{\text{ac240}}} \cdot 7.5 + b_{0_{\text{ac300}}} \cdot 1.3) = -29.018i \quad \text{См}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Разработка вариантов включения подстанции

Выбор напряжения

для варианта №1

Исходные данные:

ВЛ Новый мир - Восток-Раффлс:

$$l_{\text{нов_вос.1}} := 5.8 \text{ км}$$

ВЛ Восток-Раффлс - Подьяпольск:

$$l_{\text{вос_под.1}} := 5.11 \text{ км}$$

ПС Восток-Раффлс, нагрузка (МВт):

$$P_{\text{вос}} := 36 \text{ МВт}$$

Потоки мощности:

$$P_{\text{нов_вос.1}} := \frac{P_{\text{вос}} \cdot l_{\text{вос_под.1}}}{l_{\text{нов_вос.1}} + l_{\text{вос_под.1}}} = 16.862 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{вос_под.1}} := \frac{P_{\text{вос}} \cdot l_{\text{нов_вос.1}}}{l_{\text{нов_вос.1}} + l_{\text{вос_под.1}}} = 19.138 \text{ МВт}$$

Рациональное напряжение:

$$U_{\text{рац_нов_вос.1}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{\text{нов_вос.1}}} + \frac{2500}{P_{\text{нов_вос.1}}}}} = 65.306 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рац_вос_нов.1}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{\text{вос_под.1}}} + \frac{2500}{P_{\text{вос_под.1}}}}} = 66.158 \text{ кВ}$$

для варианта №2

Исходные данные:

ВЛ Новый мир - Восток-Раффлс:

$$l_{\text{нов_вос.2}} := 3.11 \text{ км}$$

ВЛ Восток-Раффлс - Подьяпольск:

$$l_{\text{вос_под.2}} := 5.97 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Разработка вариантов включения подстанции

Потоки мощности:

$$P_{\text{НОВ_ВОС.2}} := \frac{P_{\text{ВОС}} \cdot I_{\text{ВОС_ПОД.2}}}{I_{\text{НОВ_ВОС.2}} + I_{\text{ВОС_ПОД.2}}} = 23.67 \quad \text{МВт}$$

$$P_{\text{ВОС_ПОД.2}} := \frac{P_{\text{ВОС}} \cdot I_{\text{НОВ_ВОС.2}}}{I_{\text{НОВ_ВОС.2}} + I_{\text{ВОС_ПОД.2}}} = 12.33 \quad \text{МВт}$$

Рациональное напряжение:

$$U_{\text{рац_НОВ_ВОС.2}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{\text{НОВ_ВОС.2}}} + \frac{2500}{P_{\text{НОВ_ВОС.2}}}}} = 61.269 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{рац_ВОС_НОВ.2}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{\text{ВОС_ПОД.2}}} + \frac{2500}{P_{\text{ВОС_ПОД.2}}}}} = 59.079 \quad \text{кВ}$$

Выбор сечения провода

для варианта №1

$$I_{\text{max_НОВ_ВОС.1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{НОВ_ВОС.1}}^2 + (P_{\text{НОВ_ВОС.1}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.095 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч_НОВ_ВОС.1}} := I_{\text{max_НОВ_ВОС.1}} \cdot 1.2 = 0.114 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{max_ВОС_ПОД.1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС_ПОД.1}}^2 + (P_{\text{ВОС_ПОД.1}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.108 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч_ВОС_ПОД.1}} := I_{\text{max_ВОС_ПОД.1}} \cdot 1.2 = 0.13 \quad \text{кА}$$

Проверка:

$$I_{\text{парасч_НОВ_ВОС.1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС}}^2 + (P_{\text{ВОС}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.204 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{парасч_ВОС_ПОД.1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС}}^2 + (P_{\text{ВОС}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.204 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Разработка вариантов включения подстанции

Выбираем АС-150

для варианта №2

$$I_{\max_{\text{НОВ_ВОС.2}}} := \frac{\sqrt{P_{\text{НОВ_ВОС.2}}^2 + (P_{\text{НОВ_ВОС.2}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.134 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}_{\text{НОВ_ВОС.2}}} := I_{\max_{\text{НОВ_ВОС.2}}} \cdot 1.1.2 = 0.161 \quad \text{кА}$$

$$I_{\max_{\text{ВОС_ПОД.2}}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС_ПОД.2}}^2 + (P_{\text{ВОС_ПОД.2}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.07 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{расч}_{\text{ВОС_ПОД.2}}} := I_{\max_{\text{ВОС_ПОД.2}}} \cdot 1.1.2 = 0.084 \quad \text{кА}$$

Проверка:

$$I_{\text{парасч}_{\text{НОВ_ВОС.2}}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС}}^2 + (P_{\text{ВОС}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.204 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{парасч}_{\text{ВОС_ПОД.2}}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ВОС}}^2 + (P_{\text{ВОС}} \cdot 0.4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.204 \quad \text{кА}$$

Выбираем АС-150

Выбор числа и мощности трансформаторов

Исходные данные:

$$P_{\text{ср}_{\text{ВОС}}} := 25 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{неск}_{\text{ВОС}}} := P_{\text{ср}_{\text{ВОС}}} \cdot 0.4 = 10 \quad \text{Мвар}$$

$$n := 2 \quad K_3 := 0.7$$

$$S_p := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}_{\text{ВОС}}}^2 + Q_{\text{неск}_{\text{ВОС}}}^2}}{n \cdot K_3} = 19.233 \quad \text{МВА}$$

Выбираем ТДН-25000/110

Проверка по коэффициенту загрузки.:

$$S_{\text{НОМ}} := 25 \quad \text{МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Разработка вариантов включения подстанции

$$Kz_{\text{норм}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = 0.539$$

$$Kz_{\text{па}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{ном}}} = 1.077$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В Проектирование ПС

Расчет токов короткого замыкания

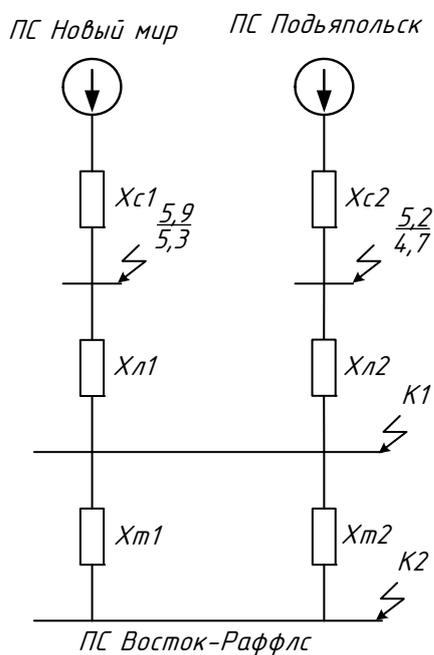


Рисунок В.1 - Схема замещения прямой последовательности

Исходная данные:

Длина линий:

ВЛ Новый мир - Восток-Раффлс:

$$l_{\text{нов_вос}} := 5.8 \quad \text{км}$$

ВЛ Восток-Раффлс - Подьяпольск:

$$l_{\text{вос_под}} := 5.11 \quad \text{км}$$

Токи КЗ на шинах ПС Новый мир и ПС Подьяпольск:

$$I_{\text{кЗ_нов}} := 5.9 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{кЗ_под}} := 5.2 \quad \text{кА}$$

$$U_{\text{бк1}} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{бк2}} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$S_{\text{баз}} := 100 \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{бк1}} := \frac{100}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бк1}}} = 0.502 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Проектирование ПС

$$I_{\text{бк}2} := \frac{100}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бк}2}} = 5.499 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_{\text{сис}1} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}3_{\text{нов}}} \cdot U_{\text{бк}1}} = 0.085 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сис}2} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к}3_{\text{под}}} \cdot U_{\text{бк}1}} = 0.097 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{\text{л}1} := 0.42 \cdot I_{\text{нов_вос}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{бк}1}^2} = 0.018 \text{ о.е.} \quad I_{\text{нов_вос}} = 5.8$$

$$X_{\text{л}2} := 0.42 \cdot I_{\text{вос_под}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{бк}1}^2} = 0.016 \text{ о.е.} \quad I_{\text{вос_под}} = 5.11$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{\text{т}1} := \frac{10.5}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{25} = 0.42 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\text{экв}_{\text{к}1}} := \frac{(X_{\text{сис}1} + X_{\text{л}1}) \cdot (X_{\text{сис}2} + X_{\text{л}2})}{(X_{\text{сис}1} + X_{\text{л}1}) + X_{\text{сис}2} + X_{\text{л}2}} = 0.054 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\text{экв}_{\text{к}2}} := \frac{(X_{\text{сис}1} + X_{\text{л}1}) \cdot (X_{\text{сис}2} + X_{\text{л}2})}{(X_{\text{сис}1} + X_{\text{л}1}) + X_{\text{сис}2} + X_{\text{л}2}} + \frac{X_{\text{т}1}}{2} = 0.264 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{к}3_{\text{к}1}} := \frac{1}{X_{\text{экв}_{\text{к}1}}} \cdot I_{\text{бк}1} = 9.302 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{к}3_{\text{к}2}} := \frac{1}{X_{\text{экв}_{\text{к}2}}} \cdot I_{\text{бк}2} = 20.83 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Проектирование ПС

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{k2_{K1}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3_{K1}} = 8.056 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{k2_{K2}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3_{K2}} = 18.039 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{уд_{K1}} := \sqrt{2} \cdot 1.9 \cdot I_{k3_{K1}} = 24.994 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К2:

$$i_{уд_{K2}} := \sqrt{2} \cdot 1.369 \cdot I_{k3_{K2}} = 40.328 \text{ кА}$$

Выбор и проверка выключателей

Тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$W_k := I_{k3_{K1}}^2 \cdot (2.5 + 0.03) = 218.906 \text{ кА}^2\text{с}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110 II

$$I_{номQ} := 2500 \text{ А}$$

$$I_{отклном} := 40 \text{ кА}$$

$$\beta_{норм} := 40 \%$$

$$I_{тер} := 40 \text{ кА}$$

$$t_{тер} := 3 \text{ с.}$$

Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t_{св} := 0.035 \text{ с.}$$

$$\tau := 0.01 + t_{св} = 0.045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая короткого замыкания:

$$i_{ат} := \sqrt{2} \cdot I_{k3_{K1}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.03}} = 2.935 \text{ кА}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{аном} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{отклном}}{100} = 22.627 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Проектирование ПС

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{maxр}} := \frac{\sqrt{(25^2 + 10^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.141 \text{ кА}$$

Выбор и проверка трансформаторов тока

Предварительно выбираем трансформатор тока ТГ145

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ:

$$R_{\text{приб}} := \frac{10.5}{5^2} = 0.42 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{\text{к}} := 0.05 \text{ Ом}$$

Сопротивление провода:

$$\rho := 0.0175 \quad q := 2.5 \quad \frac{l}{\omega} := 100$$

$$R_{\text{пр}} := \frac{\rho \cdot l}{q} = 0.7$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 := R_{\text{приб}} + R_{\text{к}} + R_{\text{пр}} = 1.17 \text{ Ом}$$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Предварительно выбираем на ВН трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1

Вторичная нагрузка:

$$S_{\text{р}} := 142.5 \text{ ВА};$$

Предварительно выбираем на НН трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ1

Выбор и проверка шинных конструкций

Жесткие шины

$$I_{\text{maxНН}} := \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0.722 \text{ А.}$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО 60x6:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Проектирование ПС

$$I_{\text{допшин}} := 870 \text{ А}$$

$$60 \cdot 6 \cdot 2 = 720$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$C := 88 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{min}} := \frac{\sqrt{1097.75 \cdot 10^6}}{C} = 376.504$$

Что меньше выбранного сечения

$$\text{Длину пролета примем равной } L_{\text{шинн}} := 1.5 \text{ м}$$

Собственная частота колебаний шины:

$$f_{\text{шинн}0} := \frac{173.3}{L_{\text{шинн}}^2} \cdot \sqrt{\frac{5.21}{2.5}} = 111.19$$

$$f_{\text{шинн}0} < 200 = 1$$

Максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины:

$$f_{\text{шинн}} := \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(i_{\text{удк}2} \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5^2}{2.5} = 25.353$$

Момент сопротивления шины:

$$W_{\text{шинн}\phi} := \frac{0.6 \cdot 5^2}{6} = 2.5$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{\text{шинн}\text{расч}} := \frac{f_{\text{шинн}} \cdot L_{\text{шинн}}^2}{10 \cdot W_{\text{шинн}\phi}} = 2.282$$

$$\text{Для выбранной шины } \sigma_{\text{шинн}\text{доп}} := 82 \text{ МПа}$$

Выбор гибких шин

$$I_{\text{тахр}} = 0.141 \text{ А}$$

Выбираем АС-240/24

$$I_{\text{шинвн}\text{доп}} := 610 \text{ А}$$

$$d := 17.1 \text{ мм}$$

проверка по нагреву:

$$I_{\text{тахр}} < I_{\text{шинвн}\text{доп}} = 1$$

проверка по условию короны:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Проектирование ПС

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$m := 0.82 \quad r_{\text{ЭКВ}} := 0.855$$

$$E_{\text{шинВН}0} := 30.2 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}} \right) = 32.772 \quad \text{кВ/см}$$

Напряженность около поверхности провода:

$$n := 3 \quad D_{\text{ср}} := 1.26 \cdot 350 = 441 \quad r_0 := 0.855$$

$$E_{\text{шинВН}} := 1.014 \cdot \frac{0.354 \cdot 110}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} = 5.675 \quad \text{кВ/см}$$

$$1.07 \cdot E_{\text{шинВН}} \leq 0.9 E_{\text{шинВН}0} = 1$$

Выбор изоляторов

на сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1

$$F_{\text{издопВН}} := 10000 \cdot 0.6 = 6000 \quad \text{Н}$$

$$h_{\text{изВН}} := 1020 \quad \text{мм}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$k_{\text{изВН}} := \frac{h_{\text{изВН}} + 120 + \frac{100}{2}}{h_{\text{изВН}}} = 1.167$$

$$F_{\text{израсчВН}} := \sqrt{3} \cdot \frac{\left(i_{\text{удк1}} \cdot 10^3 \right)^2}{3} \cdot 4 \cdot k_{\text{изВН}} \cdot 10^{-7} = 168.314 \quad \text{Н}$$

Проверка:

$$F_{\text{издопВН}} \geq F_{\text{израсчВН}} = 1$$

на сторону НН выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1

$$F_{\text{издопНН}} := 16000 \cdot 0.6 = 9600 \quad \text{Н}$$

$$h_{\text{изНН}} := 210 \quad \text{мм}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Проектирование ПС

Максимальная сила, действующая на изгио:

$$k_{\text{из}}_{\text{НН}} := \frac{h_{\text{из}}_{\text{НН}} + 105 + \frac{137}{2}}{h_{\text{из}}_{\text{НН}}} = 1.826$$

т

$$F_{\text{израсч}}_{\text{НН}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{\text{удк2}} \cdot 10^3)^2}{0.8} \cdot 2 \cdot k_{\text{из}}_{\text{НН}} \cdot 10^{-7} = 1.286 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

$$F_{\text{издоп}}_{\text{НН}} \geq F_{\text{израсч}}_{\text{НН}} = 1$$

на сторону НН выбираем проходной изолятор ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1

$$F_{\text{издоп}}_{\text{НН}} := 7500 \cdot 0.6 = 4500$$

$$h_{\text{пиз}}_{\text{НН}} := 620 \quad \text{мм}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$k_{\text{пиз}}_{\text{НН}} := \frac{h_{\text{пиз}}_{\text{НН}} + 50 + \frac{100}{2}}{h_{\text{из}}_{\text{НН}}} = 3.429 \quad i_{\text{удк2}} = 40.328$$

Проверка:

$$F_{\text{пизрасч}}_{\text{НН}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{\text{удк2}} \cdot 10^3)^2}{0.8} \cdot 2 \cdot k_{\text{пиз}}_{\text{НН}} \cdot 10^{-7} = 2.415 \times 10^3 \quad \text{Н}$$

$$F_{\text{пиздоп}}_{\text{ВН}} \geq F_{\text{пизрасч}}_{\text{ВН}} = 1$$

Выбор трансформаторов собственных нужд

$$S_{\text{рТсн}} := \sqrt{303.6^2 + 15.45^2} \cdot 0.8 = 243.194 \quad \text{кВА}$$

Принимаем два трансформатор ТМ-630/10/0,4

Выбор аккумуляторных батарей

в режиме постоянного подзаряда

$$n_{\text{п.п.}} := \frac{242}{2.15} = 112.558$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n_{\text{max.U}} := \frac{242}{2.6} = 93.077$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Проектирование ПС

В режиме аварийного напряжения:

$$n_{\text{ав.У}} := \frac{242}{1.75} = 138.286$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб.}} := n_{\text{ав.У}} - n_{\text{п.п.}} = 25.728$$

Типовой номер батаери:

$$N_{\text{б}} := 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23.058$$

Предварительно принимаем батарею Powersafe Ольдам. Проверка по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N_{\text{б}} \geq 27.6 = 1$$

Выбор высокочастотных заградителей

Предварительно выбираем ВЗ-630-0,1

расчетные данные:

$$I_{\text{тахр}} = 0.141 \text{ кА}$$

$$i_{\text{удк1}} = 24.994 \text{ кА}$$

$$W_{\text{k}} = 218.906 \text{ кА}^2\text{с}$$

кагаложные данные:

$$I_{\text{нвчз}} := 0.63 \text{ кА}$$

$$i_{\text{удвчз}} := 25.5 \text{ кА}$$

$$W_{\text{квчз}} := 16^2 = 256 \text{ кА}^2\text{с}$$

Условия выбора:

$$I_{\text{тахр}} \leq I_{\text{нвчз}} = 1$$

$$i_{\text{удк1}} \leq i_{\text{удвчз}} = 1$$

$$W_{\text{квчз}} \geq W_{\text{k}} = 1$$

Выбор КРУ 10 кВ

расчетные данные:

$$I_{\text{тахр10кв}} := \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.555 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Проектирование ПС

$$i_{удк2} = 40.328 \text{ кА}$$

$$Ik_{к2}^2 \cdot (2.5 + 0.03) = 1097.749$$

каталожные данные:

$$I_{нкру10} := 1.6 \text{ кА}$$

$$i_{удкру10} := 81 \text{ кА}$$

$$W_{ккру10} := 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 \text{ кА}^2\text{с}$$

Разработка заземления и молниезащиты ПС Восток-Раффлс

Конструктивное исполнение:

Площадь под заземляющее устройства:

$$a := 39 \text{ м}$$

$$b := 62.5 \text{ м}$$

$$S_{\text{зз}} := (a + 2 \cdot 1.5) \cdot (b + 2 \cdot 1.5) = 2751 \text{ м}^2$$

Диаметр горизонтального проводника сетки:

$$d_3 := 20 \text{ мм}^2$$

Проверка по уловию механической прочности

$$F_{\text{мехп}} := \pi \cdot \left(\frac{d_3}{2} \right)^2 = 314.159$$

Проверка по термической стойкости:

$$t := 0.27 \text{ с} := 74$$

$$F_{\text{терп}} := Ik_{к1}^2 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{t}}{c} = 56.565$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.00915 \quad c_k := -0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad T_{\text{зз}} := 12 \cdot 20$$

$$Scp := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.668$$

$$F_{\text{корп}} := 3.14 \cdot Scp \cdot (d_3 + Scp) = 43.369$$

Общая проверка

$$F_{\text{min}} := 280 \text{ мм}^2$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Проектирование ПС

$$F_{\text{мехп}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{корп}} + F_{\text{терп}} = 1$$

Принимаем глубину заложения вертикальных прутков 0,8 с от поверхности:

Длина верт. прутьев:

$$l_{\text{в}} := 6 \text{ м}$$

Шаг сетки:

$$k := 7 \text{ м}$$

Суммарная длина всех горизонтальных полос:

$$L_{\text{сум}} := (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k} = 786 \text{ м}$$

Уточнение суммарной длины:

$$m_{\text{сум}} := \frac{L}{2 \cdot \sqrt{S}} = 7.493 \text{ округляем до } 7 \text{ м} := 7$$

$$L_y := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 839.2 \qquad \sqrt{S} = 52.45$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_{\text{в}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2k} = 14.986 \qquad n_{\text{в}} := 15$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$\rho_3 := 80 \qquad A_{\text{сум}} := \frac{l_{\text{в}} + 0.5}{\sqrt{S}} = 0.124$$

$$R_{\text{сум}} := \rho_3 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right) = 0.275118$$

Импульсный эффект:

$$I_{\text{м}} := 50 \text{ кА}$$

$$\alpha_{\text{и}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} = 1.439$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{\text{и}} := \alpha_{\text{и}} \cdot R = 0.396 \qquad R_{\text{и}} \leq 0.5 = 1$$

Расстановка молниеотводов

Выбор высоты молниеотводов:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Проектирование ПС

$$h_{MX} := 11 \text{ м}$$

$$L_{M1} := 25.5 \quad L_{M2} := 45 \text{ м}$$

$$L_M := \sqrt{L_{M1}^2 + L_{M2}^2} = 51.723 \text{ м}$$

$$h_{Ma} := \frac{L_M}{8} = 6.465 \text{ м} \quad \underline{h_{Ma}} := 6.5 \text{ м}$$

$$h_M := h_{MX} + h_{Ma} = 17.5 \text{ м}$$

Определение границ зоны защиты

$$h_{M0} := 0.85 \cdot h_M = 14.875 \text{ м}$$

$$r_{M0} := (1.1 - 2 \cdot 10^{-3} h_M) h_M = 18.638 \text{ м}$$

$$r_{MX} := (1.1 - 2 \cdot 10^{-3} h_M) (h_M - 1.2 h_{MX}) = 4.58$$

$$h_{Mc1} := h_{M0} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h_M) (L_{M1} - h_M) = 13.473 \text{ м}$$

$$h_{Mc2} := h_M - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} h_M) (L_{M2} - h_M) = 12.681 \text{ м}$$

$$r_{Mc1} := r_{M0} \text{ м}$$

$$r_{Mc2} := r_{M0} \cdot \left[1 - 0.2 \left(\frac{L_{M2} - 2h_M}{h_M} \right) \right] = 16.508 \text{ м}$$

$$r_{McX1} := r_{M0} \cdot \frac{h_{Mc1} - h_{MX}}{h_{Mc1}} = 3.421 \text{ м}$$

$$r_{McX2} := r_{Mc2} \cdot \frac{h_{Mc2} - h_{MX}}{h_{Mc2}} = 2.188 \text{ м}$$

Определение надежности защиты подстанции от ПУМ

$$N_M := 0.06 \cdot 40 (b + 10 \cdot h_M) (a + 10 h_M) \cdot 10^{-6} = 0.122$$

$$\gamma_M := N_M \cdot 0.38 \cdot 0.7 \cdot 10^{-3} = 0.000032$$

$$m_M := \frac{1}{\gamma_M} = 3.082 \times 10^4 \text{ лет}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Релейная защита силового трансформатора

Продольная дифференциальная защита

Номинальный ток силового трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}} := 25000 \text{ кВА}$$

$$U_{\text{НОМ}} := \begin{pmatrix} 115 \\ 10.5 \end{pmatrix} \text{ кВ}$$

$$I_{\text{НОМТ}} := \frac{\overrightarrow{S_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \begin{pmatrix} 125.511 \\ 1374.643 \end{pmatrix} \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$I_{\text{Н1ТТ}} := \begin{pmatrix} 1000 \\ 2000 \end{pmatrix} \text{ А}$$

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{\overrightarrow{I_{\text{Н1ТТ}}}}{5} = \begin{pmatrix} 200 \\ 400 \end{pmatrix}$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_2 := \frac{\overrightarrow{I_{\text{НОМТ}}}}{K_{\text{ТТ}}} = \begin{pmatrix} 0.628 \\ 3.437 \end{pmatrix} \text{ А}$$

Проверка ТТ на предельно-допустимую кратность токов.

$$K' := \frac{\overrightarrow{I_{\text{Н1ТТ}} \cdot K_{\text{ТТ}}}}{I_{\text{НОМТ}}} = \begin{pmatrix} 1.593 \times 10^3 \\ 581.969 \end{pmatrix} \quad I_{\text{кз.max}} := \begin{pmatrix} 9.3 \\ 20.8 \end{pmatrix} \cdot 10^3$$

$$K' \geq \begin{pmatrix} \overrightarrow{\frac{I_{\text{кз.max}}}{I_{\text{НОМТ}}}} \\ \frac{I_{\text{НОМТ}}}{I_{\text{НОМТ}}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Релейная защита силового трансформатора

Ток небаланса при внешних КЗ:

$$K''_{\text{пер}} := 2.5 \quad \varepsilon := 0.1 \quad \Delta U_{\text{рег}} := 0.02 \quad \Delta f_{\text{выр}} := 0.02$$

$$I_{\text{нб}} := K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}} = 0.29$$

Минимальный ток срабатывания:

$$K'_{\text{пер}} := 1.5 \quad K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{д.мин}} := 1.25 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) = 0.261$$

Проверяем по 3-й тормозной характеристике:

$$I_{\text{скв}} := 3 \quad I_{\text{т.расч3}} := 2.58$$

$$K_{\text{т.1.3}} := \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв}} - 0.7}{I_{\text{скв}} - I_{\text{т.расч3}}} = 0.612 \quad K_{\text{т.1.3}} \geq 0.3 = 1$$

Проверяем по 4-й тормозной характеристике:

$$I_{\text{т.расч4}} := 2.25$$

$$K_{\text{т.1.4}} := \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв}} - 0.7}{I_{\text{скв}} - I_{\text{т.расч4}}} = 0.343 \quad K_{\text{т.1.4}} \geq 0.4 = 0$$

Максимальная токовая защита

Максимальный рабочий ток трансформатора:

$$I_{\text{р.мах.вн}} := \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0.7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном0}}} = 87.858 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{над}} := 1.1 \quad K_{\text{в}} := 0.8 \quad K_{\text{сам.3}} := 2$$

$$I_{\text{сз.мтз.вн}} := \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{сам.3}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{р.мах.вн}} = 241.609$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Релейная защита силового трансформатора

Проверяем по коэффициенту чувствительности:

$$I_{2КЗ.ВН} := 8056 \text{ А}$$

$$K_{ч.МТЗ} := \frac{I_{2КЗ.ВН}}{I_{сз.МТЗ.ВН}} = 33.343$$

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{л.наиб} := 1.5 \quad \Delta t := 0.5$$

$$t_{сз.МТЗ} := t_{л.наиб} + \Delta t = 2 \text{ с}$$

$$I_{сз2} := \frac{I_{сз.МТЗ.ВН} \cdot 100}{K_{ТТ0} \cdot 5} = 24.161 \text{ \%}$$

Защита от перегрузки:

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$K_{отс.пер} := 1.05 \quad K_B = 0.8$$

$$I_{сз.пер} := \frac{K_{отс.пер}}{K_B} \cdot I_{р.мах.ВН} = 115.313$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Экономический расчет

Расчет капиталовложений

Коэффициент инфляции:

$$K_{инф} := 5.62$$

Зональные повышающие коэффициенты:

$$K_{зон_{ВЛ}} := 1.7 \quad K_{зон_{ПС}} := 1.6$$

Стоимость земли, тыс.руб/м²..:

$$K_{зем} := 0.007$$

вариант № 1

Реконструкция сети ПС Новый мир - ПС Подъяпольск с заходом на РУ 110 кВ ПС Восток-Раффле

Стоимость реконструкции ВЛ, тыс. руб.:

стоимость демонтажа оборудования, тыс. руб.:

$$K_{дем} := 6.36 \cdot 13.4 = 85.224$$

стоимость вновь устанавливаемого оборудования, тыс. руб.:

$$K_{нов} := 1050 \cdot (5.8 + 5.11) = 11455.5$$

Остаточная стоимость демонтируемого оборудования не учитывается, т.к. оборудование отработало нормативный эксплуатационный срок.

$$K_{ВЛ_1} := (K_{нов} + K_{дем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон_{ВЛ}} = 110260.077 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость строительства ПС:

Стоимость трансформаторов, тыс. руб.:

$$K_T := 7100 \cdot 2 = 14200$$

Стоимость ОРУ, тыс. руб.:

$$K_{ру} := 7000 \cdot 3 + 160 \cdot 15 = 23400$$

Площадь отвода земли на строительство ПС, м²:

$$S_{ПС} := 2437$$

Постоянная часть затрат, тыс. руб.:

$$K_{пост} := 26000$$

Общие затраты на строительство ПС, тыс. руб.:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Экономический расчет

$$K_{пс} := (K_T + K_{ру} + K_{пост} + S_{пс} \cdot K_{зем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон_{пс}} = 572044.595$$

Общие капиталовложения, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma 1} := K_{вл1} + K_{пс} = 682304.672$$

Завтрагы на издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб.:

$$\alpha_{рэвл} := 0.008$$

$$\alpha_{рэпс} := 0.029$$

$$Ир_{э1} := K_{вл1} \cdot \alpha_{рэвл} + K_{пс} \cdot \alpha_{рэпс} = 17471.374$$

Издержки на амортизацию, тыс. руб.:

$$T_{сл} := 20 \text{ лет}$$

$$Иам_1 := \frac{K_{\Sigma 1}}{T_{сл}} = 34115.234$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

Потери электроэнергии на ВЛ, МВт:

$$P_{эф_{нов_вос.1}} := 16.32 \text{ МВт} \quad Q_{эф_{нов_вос.1}} := 6.528 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф_{вос_под.1}} := 18.53 \text{ МВт} \quad Q_{эф_{вос_под.1}} := 7.412 \text{ Мвар}$$

$$R_{нов_вос.1} := 1.148 \text{ Ом} \quad R_{вос_под.1} := 1.012 \text{ Ом}$$

$$P_{эф_{вос}} := 34.85 \text{ МВт} \quad Q_{эф_{вос}} := 13.94 \text{ Мвар}$$

$$\Delta P_{к_T} := 120 \text{ кВт} \quad T_{max} := 5500 \quad T_{мп} := \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979.458$$

$$\Delta P_{х_T} := 17 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{нов_вос.1} := \frac{P_{эф_{нов_вос.1}}^2 + Q_{эф_{нов_вос.1}}^2}{110^2} \cdot R_{нов_вос.1} = 0.029 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{вос_под.1} := \frac{P_{эф_{вос_под.1}}^2 + Q_{эф_{вос_под.1}}^2}{110^2} \cdot R_{вос_под.1} = 0.033 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{вос} := \Delta P_{к_T} \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{\sqrt{P_{эф_{вос}}^2 + Q_{эф_{вос}}^2}}{25} \right)^2 = 0.27$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Экономический расчет

$$\Delta W_{\text{ВЛ}1} := (\Delta P_{\text{нов_вос.1}} + \Delta P_{\text{вос_под.1}}) \cdot T_{\text{max}} = 344.437 \text{ МВт*ч}$$

$$\Delta W_{\text{T}} := 2 \left(\Delta P_{\text{вос}} \cdot T_{\text{max}} + \Delta P_{\text{х}_T} \cdot 10^{-3} \cdot T_{\text{мп}} \right) = 3110.785 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W_1 := \Delta W_{\text{ВЛ}1} + \Delta W_{\text{T}} = 3455.221 \text{ МВт*ч}$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

$$c\Delta W := 1.6 \text{ тыс.руб/МВт*ч}$$

$$И\Delta W_1 := \Delta W_1 \cdot c\Delta W = 5528.354 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки, тыс. руб.:

$$И_1 := И_{\text{р}1} + И_{\text{ам}1} + И\Delta W_1 = 57114.962$$

Норматив дисконтирования:

$$E := 0.1$$

Общие затраты варианта №1:

$$З_1 := E \cdot K \Sigma_1 + И_1 = 1.253 \times 10^5$$

вариант №2

Строительство ВЛ 110 кВ Новый мир - Восток-Раффлс и ВЛ 110 кВ Восток-Раффлс -
Подъяпольск

Стоимость строительства линий:

Удельная стоимость километра линии 110 кВ, тыс.руб.:

$$K_{110} := 1050$$

Площадь постоянного отвода земли, тыс. руб/м²:

$$S_{\text{вл}} := 65$$

Затраты на вырубку просеки, тыс.руб/км:

$$K_{\text{прос}} := 95$$

Общие затраты на строительство ВЛ, тыс. руб.:

$$K_{\text{вл}2} := \left[K_{110} \cdot (3.11 + 5.97) + S_{\text{вл}} \cdot K_{\text{зем}} \cdot (3.11 + 5.97) \dots \right] \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон}_{\text{ВЛ}}} = 99368.588$$
$$+ K_{\text{прос}} \cdot (3.11 + 5.97)$$

Стоимость строительства ПС Восток-Раффлс и две ячейки комплекта выключателей на ПС
Новый мир и ПС Подъяпольск, тыс. руб.:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Экономический расчет

$$K_{пс2} := K_{пс} + (7000 \cdot 2) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон_{пс}} = 697932.595$$

Общие капиталовложения для варианта №2, тыс. руб:

$$K_{\Sigma 2} := K_{вл2} + K_{пс2} = 797301.182 \quad K_{\Sigma 1} = 682304.672$$

Разница между вариантами:

Затраты на издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб:

$$Ир_{э2} := K_{вл2} \cdot \alpha_{рэвл} + K_{пс2} \cdot \alpha_{рэпс} = 21034.994$$

Издержки на амортизацию, тыс. руб.:

$$Иам_2 := \frac{K_{\Sigma 2}}{T_{сл}} = 39865.059$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

Потери электроэнергии на ВЛ, МВт:

$$P_{эф_{нов_вос.2}} := 22.91 \text{ МВт} \quad Q_{эф_{нов_вос.2}} := 9.164 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф_{вос_под.2}} := 11.94 \text{ МВт} \quad Q_{эф_{вос_под.2}} := 4.776 \text{ Мвар}$$

$$R_{нов_вос.2} := 0.616 \text{ Ом} \quad R_{вос_под.2} := 1.182 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{нов_вос.2} := \frac{P_{эф_{нов_вос.2}}^2 + Q_{эф_{нов_вос.2}}^2}{110^2} \cdot R_{нов_вос.2} = 0.031 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{вос_под.2} := \frac{P_{эф_{вос_под.2}}^2 + Q_{эф_{вос_под.2}}^2}{110^2} \cdot R_{вос_под.2} = 0.016 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{вл2} := (\Delta P_{нов_вос.2} + \Delta P_{вос_под.2}) \cdot T_{мах} = 259.328 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W_2 := \Delta W_{вл2} + \Delta W_T = 3370.113 \text{ МВт*ч}$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

$$И\Delta W_2 := \Delta W_2 \cdot c\Delta W = 5392.18 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки, тыс. руб:

$$И_2 := Ир_{э2} + Иам_2 + И\Delta W_2 = 66292.233$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д
Экономический расчет

Общие затраты варианта №2:

$$32 := E \cdot K \Sigma_2 + И_2 = 146022.351 \quad 31 = 125345.429$$

$$\frac{32 - 31}{32} \cdot 100 = 14.16 \quad \%$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Математическая модель в RastrWin3

Таблица Е.1 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	114
Нагр	101	АТЭЦ 220 кВ	220	33,26	12,3	99,99	41,3	0	0	0	0	230,15	4,61
Нагр	102	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	224,28	1,95
Нагр	103	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	224,28	1,95
Нагр	104	110 кВ	110	303,78	121,5	0	0	0	0	0	0	117,90	7,19
Ген	105	Г5	10	0	0	70	27,29	10,5	-100	100	0	10,50	5,00
Ген	106	Г6	10	0	0	74	27,42	10,5	-100	100	0	10,50	5,00
Ген	107	Г7	10	0	0	75	6,66	10,8	-100	100	0	10,80	8,00
Ген	108	Г8	10	0	0	60	54,97	10,4	-100	100	0	10,40	4,00
Нагр	201	Береговая 2 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0	0	230,62	4,83
Нагр	202	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	225,38	2,44
Нагр	203	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	225,38	2,44
Нагр	204	110 кВ	110	20,4	8,15	0	0	0	0	0	0	113,72	3,39
Нагр	205	6 кВ	6	0	0	0	0	0	0	0	0	6,31	5,18
Нагр	301	Звезда 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0	0	230,67	4,85
Нагр	302	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	220,71	0,32
Нагр	303	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	220,71	0,32
Нагр	304	10 кВ	10	0,1	0,05	0	0	0	0	0	0	10,59	5,94
Нагр	305	10 кВ	10	0,12	0,05	0	0	0	0	0	0	10,59	5,94
Нагр	401	Перевал 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0	0	233,16	5,98
Нагр	402	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	222,98	1,35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагр	403	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	222,98	1,35
Нагр	404	6 кВ	6	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	6,47	7,75
Нагр	405	10 кВ	10	0,5	0,2	0	0	0	0	0	0	10,70	7,01
Нагр	501	Широкая 220 кВ	220	0	0	0	0	0	0	0	0	235,52	7,05
Нагр	502	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	227,98	3,63
Нагр	503	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	227,98	3,63
Нагр	504	110 кВ	110	60,73	24,29	0	0	0	0	0	0	115,06	4,60
База	601	Лозовая 500 кВ	500	89,53	35,81	327,74	182,98	535	0	0	0	535,00	7,00
Нагр	602	н-ль1	500	0	0	0	0	0	0	0	0	518,90	3,78
Нагр	603	220 кВ	220	2,41	0,96	0	0	0	0	0	0	243,62	10,74
Нагр	701	ПаГРЭС 220 кВ	220	0	0	81	25,1	0	0	0	0	242,13	10,06
Нагр	702	н-ль1	220	0	0	0	0	0	0	0	0	236,49	7,49
Нагр	703	н-ль2	220	0	0	0	0	0	0	0	0	241,99	9,99
Нагр	704	110 кВ	110	214,25	85,7	0	0	0	0	0	0	118,84	8,04
Ген	705	Г1	10	0	0	69	53,28	10,8	-100	100	0	10,80	8,00
Ген	706	Г3	10	0	0	52	26,35	10,7	-100	100	0	10,70	7,00
Нагр	801	Смоляниново/Г 110 кВ	110	12,65	5,06	0	0	0	0	0	0	115,33	4,84
Нагр	901	Садовая 110 кВ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113,66	3,33
Нагр	1001	Береговая 1 110 кВ	110	11,09	4,43	0	0	0	0	0	0	113,60	3,28
Нагр	1101	Песчаная 110 кВ	110	0,6	0,24	0	0	0	0	0	0	113,59	3,27

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагр	1201	Топаз 110 кВ	110	5,9	2,36	0	0	0	0	0	0	113,63	3,30
Нагр	1301	Новый мир 110 кВ	110	2,41	0,96	0	0	0	0	0	0	112,87	2,61
Нагр	1401	Подьяпольск 110 кВ	110	3,13	1,25	0	0	0	0	0	0	112,27	2,07
Нагр	1501	Промысловка 110 кВ	110	16,87	6,75	0	0	0	0	0	0	111,86	1,69
Нагр	1601	Прибой 110 кВ	110	2,89	1,16	0	0	0	0	0	0	111,80	1,64
Нагр	1701	178-Ф 110 кВ	110	6,39	2,55	0	0	0	0	0	0	111,89	1,72
Нагр	1801	С-55 110 кВ	110	9,16	3,66	0	0	0	0	0	0	111,65	1,50
Нагр	1901	Волчанец 110 кВ	110	13,38	5,35	0	0	0	0	0	0	112,12	1,93
Нагр	2001	Находка 110 кВ	110	76,88	30,75	0	0	0	0	0	0	113,51	3,19
Нагр	2101	Находка/т 110 кВ	110	12,77	5,11	0	0	0	0	0	0	114,43	4,03
Нагр	10	оп.10	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113,63	3,30
Нагр	81	оп.81	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113,63	3,30

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Таблица Е.2 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тр-р	101	102	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,3	30,4	2,36	18,9	1,00	0	0	-56,44	-45,78	182,32
Тр-р	101	103	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,3	30,4	2,36	18,9	1,00	0	0	-56,44	-45,78	182,32
Тр-р	102	104	н-ль1 - 110 кВ	0,3	0	0	0	0,53	0	0	-93,77	-43,63	266,24
Тр-р	103	104	н-ль2 - 110 кВ	0,3	0	0	0	0,53	0	0	-93,77	-43,63	266,24
Тр-р	104	105	110 кВ - Г5	0,37	12,3	8,19	46,95	0,09	0	0	69,74	21,87	357,91
Тр-р	104	106	110 кВ - Г6	0,37	12,3	8,19	46,95	0,09	0	0	73,73	21,50	376,07
Тр-р	102	107	н-ль1 - Г7	0,6	54,2	0	0	0,05	0	0	37,48	1,81	96,60
Тр-р	103	107	н-ль2 - Г7	0,6	54,2	0	0	0,05	0	0	37,48	1,81	96,60
Тр-р	101	108	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,4	51,5	2,3	10,67	0,04	0	0	59,72	48,57	193,11
Тр-р	201	202	Береговая 2 220 кВ - н-ль1	1,4	104	0,55	5,95	1,00	0	0	-32,14	-12,54	86,37
Тр-р	201	203	Береговая 2 220 кВ - н-ль2	1,4	104	0,55	5,95	1,00	0	0	-32,14	-12,54	86,37
Тр-р	202	204	н-ль1 - 110 кВ	1,4	0	0	0	0,51	9	2	-32,08	-9,92	86,01
Тр-р	203	204	н-ль2 - 110 кВ	1,4	0	0	0	0,51	9	2	-32,08	-9,92	86,01
Тр-р	202	205	н-ль1 - 6 кВ	2,8	195,6	0	0	0,03	0	0	0,00	0,00	0,00
Тр-р	203	205	н-ль2 - 6 кВ	2,8	195,6	0	0	0,03	0	0	0,00	0,00	0,00
Тр-р	301	302	Звезда 220 кВ - н-ль1	3,9	100,7	1,55	9,42	0,96	6	3	-0,19	-0,55	1,46
Тр-р	301	303	Звезда 220 кВ - н-ль2	3,9	100,7	1,6	9,42	0,96	6	3	-0,20	-0,55	1,46
Тр-р	302	304	н-ль1 - 10 кВ	1,95	50,35	0	0	0,05	0	0	-0,05	-0,03	0,15
Тр-р	303	304	н-ль2 - 10 кВ	1,95	50,35	0	0	0,05	0	0	-0,05	-0,03	0,15
Тр-р	302	305	н-ль1 - 10 кВ	1,95	50,35	0	0	0,05	0	0	-0,06	-0,03	0,17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тр-р	303	305	н-ль2 - 10 кВ	1,95	50,35	0	0	0,05	0	0	-0,06	-0,03	0,17
Тр-р	401	402	Перевал 220 кВ - н-ль1	5,6	158,7	0,94	6,8	0,96	6	3	-0,55	-0,57	1,96
Тр-р	401	403	Перевал 220 кВ - н-ль2	5,6	158,7	0,94	6,8	0,96	6	3	-0,55	-0,57	1,96
Тр-р	402	404	н-ль1 - 6 кВ	2,8	79,35	0	0	0,03	0	0	-0,25	-0,10	0,70
Тр-р	403	404	н-ль2 - 6 кВ	2,8	79,35	0	0	0,03	0	0	-0,25	-0,10	0,70
Тр-р	402	405	н-ль1 - 10 кВ	2,8	79,35	0	0	0,05	0	0	-0,25	-0,10	0,70
Тр-р	403	405	н-ль2 - 10 кВ	2,8	79,35	0	0	0,05	0	0	-0,25	-0,10	0,70
Тр-р	501	502	Широкая 220 кВ - н-ль1	0,55	59,2	0,55	5,95	1,00	1	0	-77,11	-32,85	205,47
Тр-р	501	503	Широкая 220 кВ - н-ль2	0,55	59,2	0,55	5,95	1,00	0	0	-77,11	-32,85	205,47
Тр-р	502	504	н-ль1 - 110 кВ	0,48	0	0	0	0,51	9	2	-77,01	-25,05	205,09
Тр-р	503	504	н-ль2 - 110 кВ	0,48	0	0	0	0,51	9	2	-77,01	-25,05	205,09
Тр-р	601	602	Лозовая 500 кВ - н-ль1	0,58	61,1	0,5	8	1,00	0	0	-238,21	-147,17	302,17
Тр-р	602	603	н-ль1 - 220 кВ	0,39	0	0	0	0,47	6	1	-237,91	-128,30	300,75
Тр-р	701	702	ПаГРЭС 220 кВ - н-ль1	0,55	59,2	1,23	11,8	1,00	0	0	-43,44	-24,35	118,74
Тр-р	701	703	ПаГРЭС 220 кВ - н-ль2	0,55	0	1,2	11,8	1,00	0	0	-63,12	-34,88	171,96
Тр-р	702	704	н-ль1 - 110 кВ	0,48	131	0	0	0,53	0	0	-43,35	-21,19	117,79
Тр-р	703	704	н-ль2 - 110 кВ	0,48	131	0	0	0,53	0	0	-63,00	-34,19	171,02
Тр-р	704	705	110 кВ - Г1	0,37	12,3	8,19	46,95	0,09	0	0	68,70	46,55	403,16
Тр-р	704	706	110 кВ - Г3	0,71	19,2	4,8	32,8	0,09	0	0	51,77	21,58	272,49
ЛЭП	101	201	АТЭС 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	4,43	19,43	0	199,59	0,00	0	0	-13,56	14,00	48,89

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	201	301	Береговая 2 220 кВ - Звезда 220 кВ	0,058	0,253	0	-1,558	0,00	0	0	50,73	28,58	145,78
ЛЭП	301	401	Звезда 220 кВ - Перевал 220 кВ	3,35	14,66	0	-90,23	0,00	0	0	51,13	29,62	147,89
ЛЭП	401	501	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	3,94	13,86	0	-85,27	0,00	0	0	52,44	26,83	145,86
ЛЭП	501	603	Широкая 220 кВ - 220 кВ	3,16	13,86	0	-85,27	0,00	0	0	206,91	88,70	551,86
ЛЭП	603	701	220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	2,156	9,43	0	-58,08	0,00	0	0	-25,63	-30,97	101,67
ЛЭП	104	801	110 кВ - Смоляниново/т 110 кВ	6,68	13,29	0	-53,35	0,00	0	0	-27,11	-9,13	141,20
ЛЭП	801	901	Смоляниново/т110 кВ - Садовая 110кВ	8,38	17,003	0	-67,5	0,00	0	0	-14,06	-4,00	74,50
ЛЭП	901	1001	Садовая 110 кВ - Береговая 1 11кВ	0,281	0,568	0	-2,147	0,00	0	0	-13,92	-4,61	74,54
ЛЭП	1001	204	Береговая 1 110 кВ - 110 кВ	0,423	0,726	0	-4,522	0,00	0	0	21,61	6,32	114,40
ЛЭП	1001	1501	Береговая 1 110 кВ - Промысловка 110 кВ	5,262	10,642	0	- 40,227	0,00	0	0	-24,44	-6,51	129,20
ЛЭП	1501	1801	Промысловка 110 кВ - С-55 110 кВ	4,497	8,775	0	-41,13	0,00	0	0	-7,87	1,70	41,55
ЛЭП	1801	1901	С-55 110 кВ - Волчанец 110 кВ	5,304	9,834	0	- 49,359	0,00	0	0	1,32	4,89	26,21
ЛЭП	1901	2001	Волчанец 110 кВ - Находка 110 кВ	4,624	9,271	0	- 36,153	0,00	0	0	14,71	9,65	90,56
ЛЭП	2001	2101	Находка 110 кВ - Находка/т 110 кВ	3,557	6,677	0	-32,3	0,00	0	0	-0,75	16,30	82,98
ЛЭП	2001	504	Находка 110 кВ - 110 кВ	1,027	3,29	0	-28,97	0,00	0	0	92,45	23,86	485,62
ЛЭП	2101	704	Находка/т 110 кВ - 110 кВ	9,627	18,832	0	-79,87	0,00	0	0	12,09	21,12	122,80
ЛЭП	204	10	110 кВ - оп.10	0,856	0,888	0	-5,1	0,00	0	0	-10,34	-1,69	53,24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	204	81	110 кВ - оп.81	0,621	0,868	0	-5,22	0,00	0	0	-11,73	-3,71	62,57
ЛЭП	10	1101	оп.10 - Песчаная 110 кВ	9,416	9,768	0	-56,1	0,00	0	0	-0,60	0,48	3,92
ЛЭП	10	1201	оп.10 - Топаз 110 кВ	0,009	0,013	0	-0,078	0,00	0	0	-9,73	-2,23	50,73
ЛЭП	81	1201	оп.81 - Топаз 110 кВ	0,009	0,013	0	-0,078	0,00	0	0	3,83	-0,12	19,47
ЛЭП	81	1301	оп.81 - Новый мир 110 кВ	4,284	6,076	0	36,54	0,00	0	0	-15,56	-3,64	81,17
ЛЭП	1301	1401	Новый мир 110 кВ - Подьяпольск 110 кВ	4,1	5,816	0	-34,97	0,00	0	0	-13,06	-2,09	68,06
ЛЭП	1401	1701	Подьяпольск 110 кВ - 178-Ф 110 кВ	3,461	5,935	0	-36,97	0,00	0	0	-9,87	-1,20	51,50
ЛЭП	1701	1601	178-Ф 110 кВ - Прибой 110 кВ	4,1	5,82	0	-34,97	0,00	0	0	-3,46	0,93	18,47
ЛЭП	1601	1501	Прибой 110 кВ - Промысловка 110 кВ	2,19	4,43	0	-16,74	0,00	0	0	-0,56	1,66	9,04

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Таблица Е.3 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП»

№ нач	№ кон	Название	I нач	I кон	Место	I _{доп} _25 ДДТН	I _{доп} _расч ДДТН	I/I _{доп} ДДТН
101	201	АТЭЦ 220 кВ - Береговая 2 220 кВ	48,89	35,02	ВН	710	915,9	5,3
201	301	Береговая 2 220 кВ - Звезда 220 кВ	145,78	145,68	ВН	710	915,9	15,9
301	401	Звезда 220 кВ - Перевал 220 кВ	147,89	142,15	ВН	710	915,9	16,1
401	501	Перевал 220 кВ - Широкая 220 кВ	145,86	140,92	ВН	710	915,9	15,9
501	603	Широкая 220 кВ - 220 кВ	551,86	547,07	ВН	710	915,9	60,3
603	701	220 кВ - ПаГРЭС 220 кВ	95,27	101,67	ВН	710	915,9	11,1
104	801	110 кВ - Смоляниново/т 110 кВ	140,05	141,20	ВН	354	456,66	30,9
801	901	Смоляниново/т 110 кВ - Садовая 110 кВ	73,19	74,50	ВН	354	456,66	16,3
901	1001	Садовая 110 кВ - Береговая 1 110 кВ	74,50	74,54	ВН	354	456,66	16,3
1001	204	Береговая 1 110 кВ - 110 кВ	114,40	114,32	ВН	375	483,75	23,6
1001	1501	Береговая 1 110 кВ - Промысловка 110 кВ	128,52	129,20	ВН	354	456,66	28,3
1501	1801	Промысловка 110 кВ - С-55 110 кВ	41,55	41,06	ВН	354	456,66	9,1
1801	1901	С-55 110 кВ - Волчанец 110 кВ	26,21	23,15	ВН	354	456,66	5,7
1901	2001	Волчанец 110 кВ - Находка 110 кВ	90,56	89,28	ВН	354	456,66	19,8
2001	2101	Находка 110 кВ - Находка/т 110 кВ	82,98	80,86	ВН	354	456,66	18,2
2001	504	Находка 110 кВ - 110 кВ	485,62	485,13	ВН	610	786,9	61,7
2101	704	Находка/т 110 кВ - 110 кВ	122,80	118,16	ВН	354	456,66	26,9
204	10	110 кВ - оп.10	53,18	53,24	ВН	265	341,85	15,6
204	81	110 кВ - оп.81	62,46	62,57	ВН	330	425,7	14,7
10	1101	оп.10 - Песчаная 110 кВ	3,92	3,28	ВН	265	341,85	1,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е
Математическая модель в RastrWin3

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	1201	оп.10 - Топаз 110 кВ	50,73	50,73	ВН	330	425,7	11,9
81	1201	оп.81 - Топаз 110 кВ	19,47	19,47	ВН	330	425,7	4,6
81	1301	оп.81 - Новый мир 110 кВ	81,17	80,67	ВН	330	425,7	19,1
1301	1401	Новый мир 110 кВ - Подьяпольск 110 кВ	67,67	68,06	ВН	330	425,7	16,0
1401	1701	Подьяпольск 110 кВ - 178-Ф 110 кВ	51,16	51,50	ВН	375	483,75	10,6
1701	1601	178-Ф 110 кВ - Прибой 110 кВ	18,47	18,02	ВН	375	483,75	3,8
1601	1501	Прибой 110 кВ - Промысловка 110 кВ	9,04	8,02	ВН	354	456,66	2,0

Таблица Е.4 – Вкладка «Анцапфы»

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	АОДЦТН-167000	%	+	РПН	СН	1	500	230	8	-1,5	8	1,5
2	АТДЦТН-63(125)000	%	+	РПН	СН	1	230	121	6	-2	6	2
3	ТРДН-40000/230	%	+	РПН	Нейт.	1	230	230	8	-1,5	8	1,5