

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2021г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей Приморского края в районе Артемовской ТЭЦ с применением инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 942-ом

подпись, дата

О.Н. Коржова

Руководитель

профессор, канд.техн.наук.

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

магистерской программы

профессор, докт.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Коржовой Ольги Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование инновационного развития электрических сетей Приморского края в районе Артемовской ТЭЦ с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от 20.02.2021 № 378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 1.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема сети, контрольные замеры, режимная схема.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): структурный анализ, выбор вариантов подключения, выбор оборудования на базе инновационных технологий

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

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

7. Дата выдачи задания 1..03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В.

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

Задание принял к исполнению (дата): 1.,3.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 109 с., 16 рисунков, 37 формул, 18 таблиц, 16 источников, 7 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

В работе исследованы электрические сети Приморского края.

Цель работы – разработка вариантов подключения ПС Шевелёвка. Для этого необходим расчет режимов электрической сети, выбор основного оборудования, расчет экономической эффективности предложенных вариантов развития.

Основу методологии исследований составляют теория расчёта параметров электрических схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов, линий электропередачи, теория расчёта режимов электрических сетей, метод расчета экономической эффективности.

На основании вышеприведённых методов были произведены расчёты установившихся режимов сети с помощью ПК RastrWin, выполнен прогноз электрических нагрузок, осуществлён выбор необходимого оборудования.

Произведён выбор оптимального из вариантов инновационного развития электрической сети Приморского края на основании метода расчёта экономической эффективности.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования и потребителя	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	9
1.2 Характеристика потребителей	13
2 Структурный анализ электрической сети района проектирования	15
2.1. Анализ источников питания	18
2.2. Анализ линий электропередачи	25
2.3. Анализ подстанций	29
3 Анализ режимной ситуации электрической сети района проектирования	35
3.1. Прогнозирование нагрузок	36
3.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	39
3.3. Расчет и анализ нормального режима	40
3.4. Расчет и анализ послеаварийного режима	46
4 Разработка вариантов подключения ПС Шевелевка к действующей сети	49
5 Техническая проработка вариантов подключения ПС Шевелевка	56
5.1. Выбор проводов и опор	56
5.1.1 Плавка гололеда на ЛЭП	60
5.1.2 Современные технологии при прокладке КВЛ	67
5.2. Выбор силовых трансформаторов	71
6 Выбор оптимального варианта развития сети	76
6.1. Расчет капиталовложений	77
6.2. Расчет эксплуатационных издержек	79
6.3. Оценка экономической эффективности проекта	80
6.4. Расчет надежности	83
7 Расчет токов короткого замыкания	88

8 Выбор оборудования	92
8.1 Применение элегазового оборудования в электроэнергетике	93
8.2 Выбор оборудования ПС Шевелевка	100
Заключение	107
Библиографический список	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт нормального режима существующей электрической сети с учётом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет аварийного режима существующей электрической сети с учётом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	113
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет режима первого варианта развития электрической сети	117
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет режима второго варианта развития электрической сети	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Экономический расчет в ПВК MathCad 15	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Расчет надежности	134

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КС – компрессорная станция;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РУ – открытое распределительное устройство.

ВВЕДЕНИЕ

Дальний Восток занимает важное геополитическое положение на карте России и мира, что обусловлено его выходом к Тихому океану с широкими возможностями торговли на быстроразвивающемся международном рынке Азиатско-Тихоокеанского региона. Специфично по сравнению с другими регионами и состояние электроэнергетики Дальнего Востока. Несмотря на то, что регион богат энергоресурсами (уголь, газ, нефть, гидроэнергия) из-за большой удаленности от основных промышленных зон и их суровых климатических условий строительство объектов энергетики обходится в 2-3 раза дороже по сравнению с европейскими регионами России.

В соответствии со схемой и программой развития электроэнергетики Приморского края на 2017 – 2021 годы [1] необходимо организовать электроснабжение жилого микрорайона «Лазурный» мощностью 7,5 МВт расположенный в г. Артеме по заявке ООО «Развитие микрорайона «Лазурный». Для электроснабжения микрорайона необходимо построить ПС Шевелёвка. Для написания магистерской диссертации была выбрана тема: «Проектирование развития электрических сетей Приморского края в районе Артемовской ТЭЦ с применением инновационных технологий».

Проектирование осуществляется по известному взаимному географическому расположению источников питания и пунктов приема электроэнергии, климатических и географических особенностей района проектирования, категорийности и типу потребителей.

Объект исследования – электрические сети Приморского края 110-220 кВ в районе Артемовской ТЭЦ.

Предмет исследования – применение инновационного оборудования при подключении новых потребителей.

Цель магистерской диссертации – разработка оптимального варианта для подключения ПС Шевелёвка.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Выполнение структурного анализа электрической сети района проектирования;
2. Проведение серии расчетов нормальных и послеаварийных электрических режимов в ПВК RastrWin;
3. Разработка нескольких технических вариантов развития сети
4. Выбор основных характеристик технических объектов с использованием инновационного оборудования;
5. Определение оптимального вариант инновационного развития сети на основании расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности;
6. Расчет токов КЗ на шинах ВН/НН проектируемого технического объекта и выбрать основное оборудование ПС.

Основной проблемой данного района является высокая загруженность сетей источников питания, а также устаревшее оборудование и большое количество ЛЭП, исполнение которых произведено двумя и более сечениями.

Исходными данными к работе является Схема и программа развития Приморского края на 2016-2021 годы, нормальная однолинейная схема сети, данные контрольных замеров.

В магистерской диссертации предлагается несколько вариантов подключения микрорайона к электрической сети, которые позволят провести инновационное подключение ПС Шевелевка. Производится расчёт установившихся режимов электрической сети предложенных вариантов подключения, также осуществляется техническое обоснование каждого из вариантов. Определяется оптимальный вариант подключения подстанции к электрической сети на основании расчётов экономической эффективности, надежности и анализа режимной ситуации.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПОТРЕБИТЕЛЯ

1.1 Характеристика района проектирования

Приморский край входит в состав Дальневосточного Федерального округа, занимает Южную юго-восточную окраину России, расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне и непосредственно граничит со странами Северо-Восточной Азии. С востока и юго-востока омывается Японским морем, на севере граничит с КНР, на юго-западе с КНДР. Площадь территории Приморского края – 164 672 км². Наибольшая протяженность с севера на юг – 900 км, с запада на восток – 430 км [2].

Административным центром Приморского края является город Владивосток.

Основными секторами промышленности являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность. Хозяйственное производство ведется по всей территории Приморского края, особенно интенсивно в южных и юго-западных районах. Климатические условия благоприятны для возделывания практически всех культур [2].

Перспективы экономического развития и территориальной организации Приморского края определяются следующими основными факторами:

- исключительно благоприятным экономическим экономико-географическим, в том числе транспортно-географическим положением;
- геополитическими и внешнеэкономическими факторами;
- природно-ресурсным потенциалом;
- развитой транспортной и энергетической инфраструктурой.

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока, расположена на территории Приморского края и входит в операционную зону Филиала «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

За прошедший пятилетний период рост электропотребления наблюдался во всех регионах, особенно в г. Владивостоке и Центральных электрических сетях, что свидетельствует о динамичном развитии промышленного производства и транспорта в этих районах. Основными потребителями электроэнергии являются: добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха, водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений и население (31%). Доля потерь различных сетях составляет 12% от суммарного электропотребления Приморского края.

Потребность в генерирующей мощности энергии районов покрывается за счет собственных электрических станций юга Приморского края (Артёмовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ, ТЭЦ Центральная и ТЭЦ Океанариум) и перетоков мощности от Приморской ГРЭС и из ОЭС Востока.

Установленная и располагаемая мощность электростанции в энергосистеме Приморского края превышает максимум потребления, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Приморского края складывается превышением потребления над выработкой электроэнергии.

ПС Шевелёвка будет расположена вблизи города Артёма Приморского края южнее Артёмовской ТЭЦ.

Артём — город в Приморском крае. Расположен в долине реки Кневичанки в 38 км к северо-востоку от центра Владивостока. Административный центр Артёмовского городского округа. Является частью Владивостокской агломерации.

Население в 2020 году — 115991 человек. Назван в честь Фёдора Андреевича Сергеева, более известного как «товарищ Артём».

В прошлом — крупнейший центр Дальнего Востока по добыче угля (последняя шахта была закрыта в 2000 году). В настоящее время, город

переживает новый этап производственного развития, связанный с открытием транспортно-логистических комплексов и новых промышленных производств, таких как сборка автомобилей (FAW), производство строительных материалов и бытовой химии («Восток — Поликор»), деревообработка, производство продуктов питания (колбасы, молочные изделия, рыбные консервы) и другие. Также активно развиваются фермерские хозяйства на сельских территориях городского округа. Отсутствие в Артёме участков ТОР «Надеждинская» снижает его конкурентоспособность.

Город Артем стоит на торговых путях из России и северо-восточного Китая в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Является одним из главных транспортных узлов Приморского края. Входит в Свободный порт Владивосток.

Имеет выход к Амурскому и Уссурийскому заливам Японского моря. Созданы: туристско-рекреационный кластер «Приморское кольцо», игорная зона «Приморье» и горнолыжный центр «Синяя сопка».

Площадь городского округа составляет 506,4 км². Географическая широта — 43°21', долгота — 132°11'. Средняя высота над уровнем моря — 40 метров.

Рельеф города представляет собой обширную межгорную котловину, окружённую среднегорьем, с абсолютными высотами не более 700 метров над уровнем моря. Выделяют три основных уровня: на севере и северо-востоке — водораздельный уровень низкогорья, высоты в котором колеблются между отметками в 300—700 метров; в южных районах — холмисто-увалистое предгорье с относительными высотами 100—200 метров; основная территория — речные террасы с максимальной высотой 54 метра. Ещё около 5 % территории Артёма занимает юго-западная окраина Шкотовского базальтового плато, местами занятого болотами.

С севера город опоясывает горный массив хребта Пржевальского. С юга — сопки полуострова Муравьева-Амурского. Наибольшие высоты в пределах города отмечаются для гор Пржевальского. Самая высокая точка — безымянная высота в 700 метров. В межгорной котловине высоты не

превышают 30-40 метров, поэтому в общем рельефе выделяется Орловская сопка высотой 54 метра.

Климат района проектирования умеренный муссонный, с чертами континентального. Зимой территория города подвержена влиянию сибирского антициклона, приносящего холодный воздух с континента. В связи с этим, зимний период продолжительный, сухой и морозный, с большим количеством ясных дней. За холодный период выпадает всего 13 % от общей годовой суммы осадков. Минимум месячных осадков приходится на январь-февраль. Устойчивый снежный покров образуется в конце первой декады декабря и полностью сходит в начале апреля. Снег держится в среднем 98 дней. Температура в зимнее время колеблется от -10°C в декабре до -12°C в феврале.

Весной температура воздуха резко возрастает, усиливается ветер. В этот период происходит подготовка смены зимнего муссона летним, который направлен с океана на материк. Среднесуточная температура колеблется в пределах 0°C .

В начале лета преобладает пасмурная погода, с частыми дождями. Невысокие температуры сочетаются с высокой влажностью воздуха — 88-95 %. С июля по сентябрь стоит жаркая солнечная погода. В летний период усиливается влияние тихоокеанских тайфунов, их количество в разные годы неодинаково и колеблется от двух до восьми. На самый тёплый месяц август приходится максимум осадков — 120 мм. Осень в городе сухая и тёплая.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветровому давлению	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I

1.2 Характеристика потребителя

Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Он дает почти треть валового регионального продукта. Здесь сосредоточено 30% основных производственных фондов и 27% трудоспособного населения края, занятого в экономике. Основными являются рыбообрабатывающая и рыбоперерабатывающая отрасли, электроэнергетика и угольная промышленность, машиностроение и судоремонт, горнообрабатывающая, лесная и деревообрабатывающая отрасли.

Потребителем электроэнергии для ПС Шевелевка является микрорайон Лазурный города Артем.

Структура потребителей электроэнергии Приморского края отображена на рисунке 1.

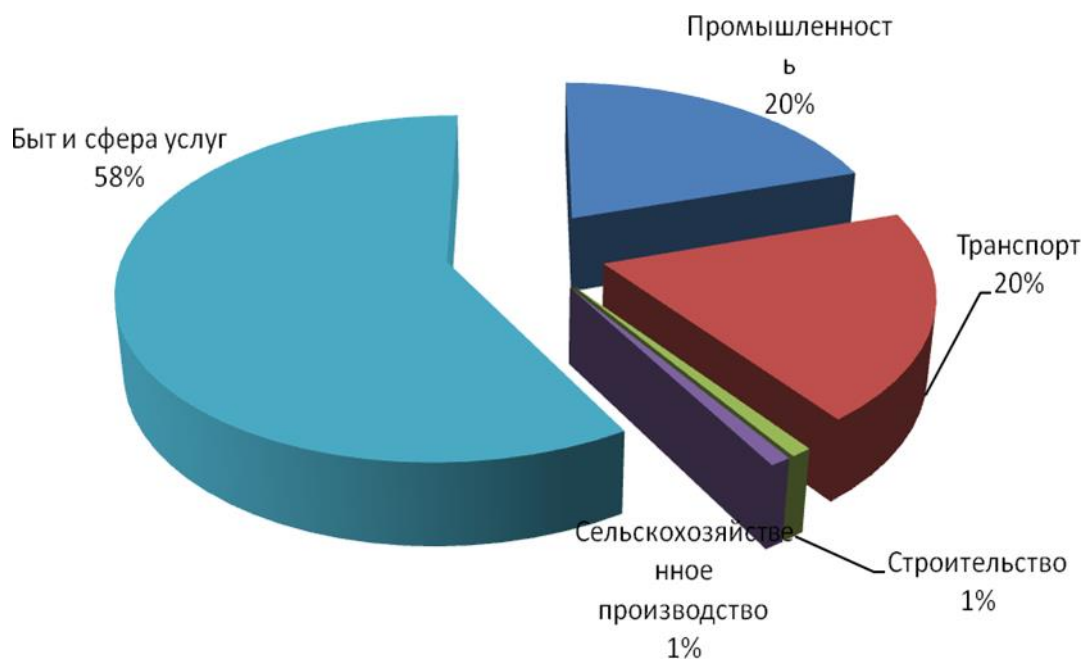


Рисунок 1 – Структура потребителей электроэнергии Приморского края

Исходя из диаграммы, представленной на рисунке 1, можно сделать вывод, что большей частью потребителей электроэнергии в Приморском крае является бытовая потребитель.

Таким образом, в данном разделе была дана обзорная характеристика района проектирования и потребителя.

2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Используемые в России электрические сети: системообразующие, питающие и распределительные, являются сложными системами и зачастую имеют самые разнообразные структуры, обусловленные их «историческим» развитием.

В большинстве случаев развитие сетей происходит «хаотически» - при возникновении потребности в электроснабжении нового объекта либо изменении мощностных показателей нагрузки. Традиционно в этих случаях может меняться мощность подстанций, строятся соответствующие линии электропередачи без увязки с соседними линиями, т.е. при отсутствии должного технического обоснования изменений самой системы как самостоятельного объекта. При большом разнообразии структур электрических сетей (особенно питающих сетей на напряжение 110-220 кВ) отсутствуют показатели технической оценки эффективности использования этих сетей (в том числе структурной оценки) – существует лишь ряд экономико-эксплуатационных показателей.

Структурный анализ электрических сетей полагает их систематизацию по следующим признакам:

- класс номинального напряжения,
- количество и тип схемы каждого РУ подстанции,
- число и мощность трансформаторов с указанием их основных характеристик,
- суммарная протяженность линий электропередачи на каждом классе номинального напряжения,
- характеристика линий электропередачи.

Характеристика линий электропередачи должна включать следующую информацию: наименование линии, класс номинального напряжения, протяженность, марка и сечение проводника, конструктивное исполнение.

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой будет подключена ПС Шевелёвка. Карта сети представлена на рисунке 2, граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 3.

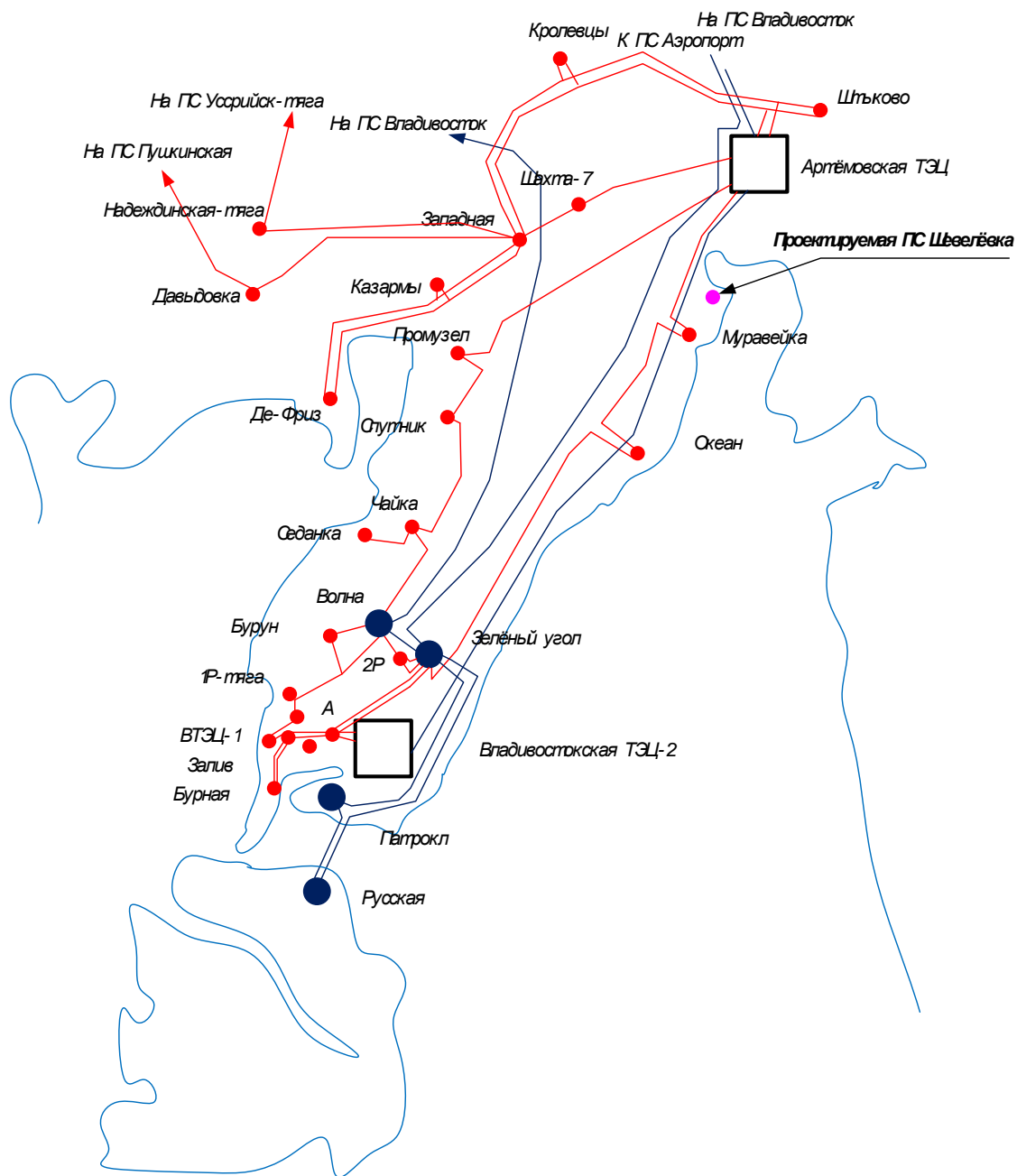


Рисунок 2 – Карта рассматриваемой сети

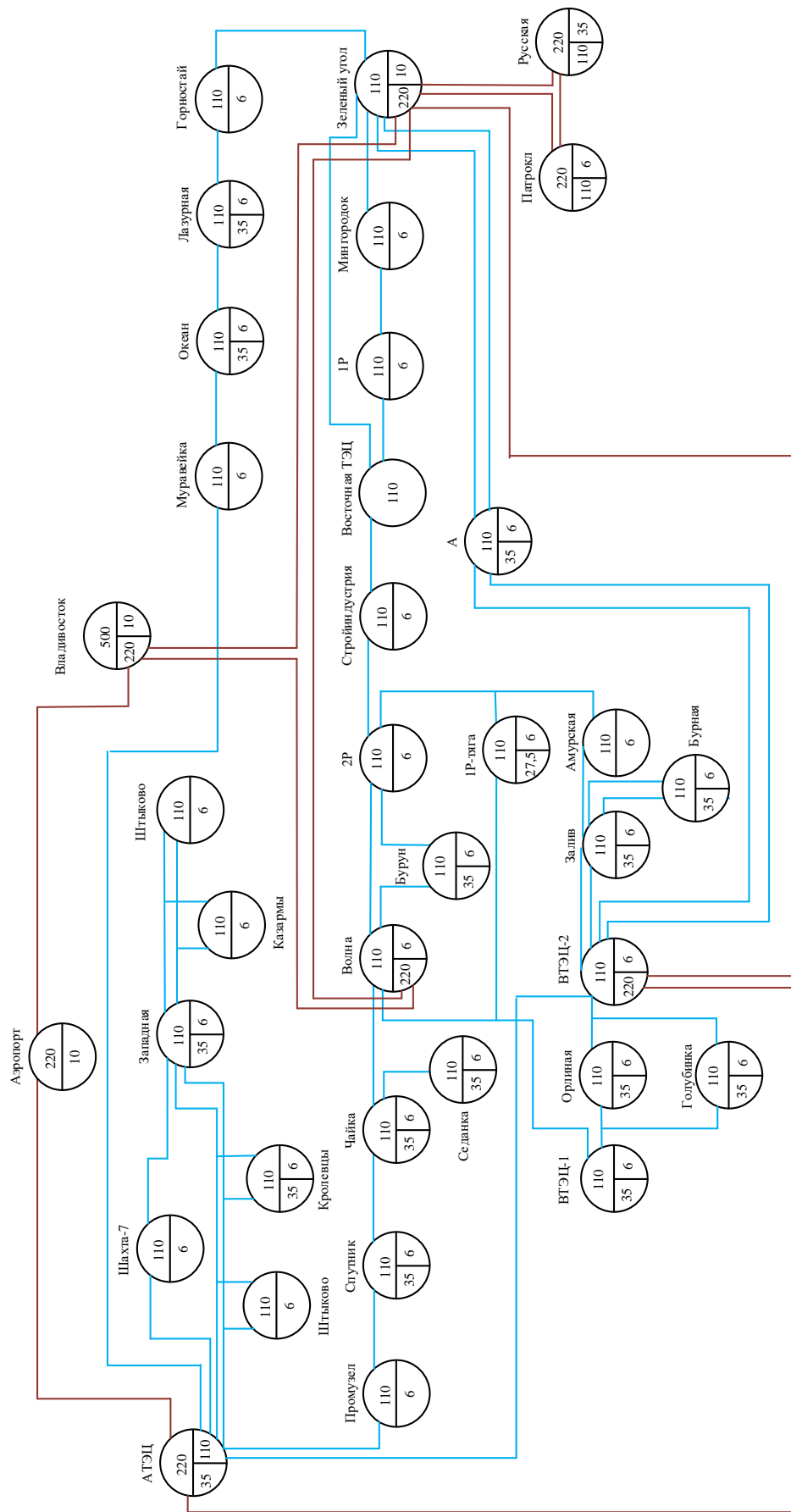


Рисунок 3 – Граф участка сети Приморского края

2.1. Анализ источников питания

Ближайшей электрической станцией, от которой может получать питание ПС Шевелёвка является Артемовская ТЭЦ. В свою очередь Артемовская ТЭЦ напрямую связана одной воздушной линией 220 кВ с Владивостокской ТЭЦ-2. Восточная ТЭЦ связана с ПС 1Р-тяга, ПС Зеленый угол и ПС 2Р. Рассмотрим данные электростанции как наиболее возможные источники питания проектируемой подстанции.

Артемовская ТЭЦ расположена в городе Артёме Приморского края. Строительство станции было начато в 1931 году, 7 ноября 1936 года был введен в эксплуатацию первый турбогенератор [3].

Установленная электрическая мощность – 400 МВт, тепловая мощность — 300 Гкал/час. Система теплоснабжения предназначена для обеспечения подключённых потребителей АТЭЦ сетевой водой на нужды отопления и горячего водоснабжения (п. Артёмовский). Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. В качестве топлива используются каменные угли месторождений Приморского края и угли других регионов: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского, кузнецкого, уртуйского.

Основное энергетическое оборудование АТЭЦ включает в себя:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году [3].

Пар для турбин (давление 100 кгс/см², температура 540°С) вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется

водозаборный узел на реке Артёмовка, а так же водохранилище на реке Кучелинова падь. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново-тяговая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС

Штыково (2 цепи);

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин, ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 13-Две рабочие системы шин. Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи.

На Артемовской ТЭЦ предусмотрена оборотная схема технического водоснабжения с башенными градирнями.

Подпитка системы технического водоснабжения осуществляется от двух источников (гидроузлов) - р. Кучелинова падь и р. Артемовка.

Однолинейные схему ОРУ 220 кВ и 110 кВ Артемовской ТЭЦ представлены на рисунках 3 и 4 соответственно.

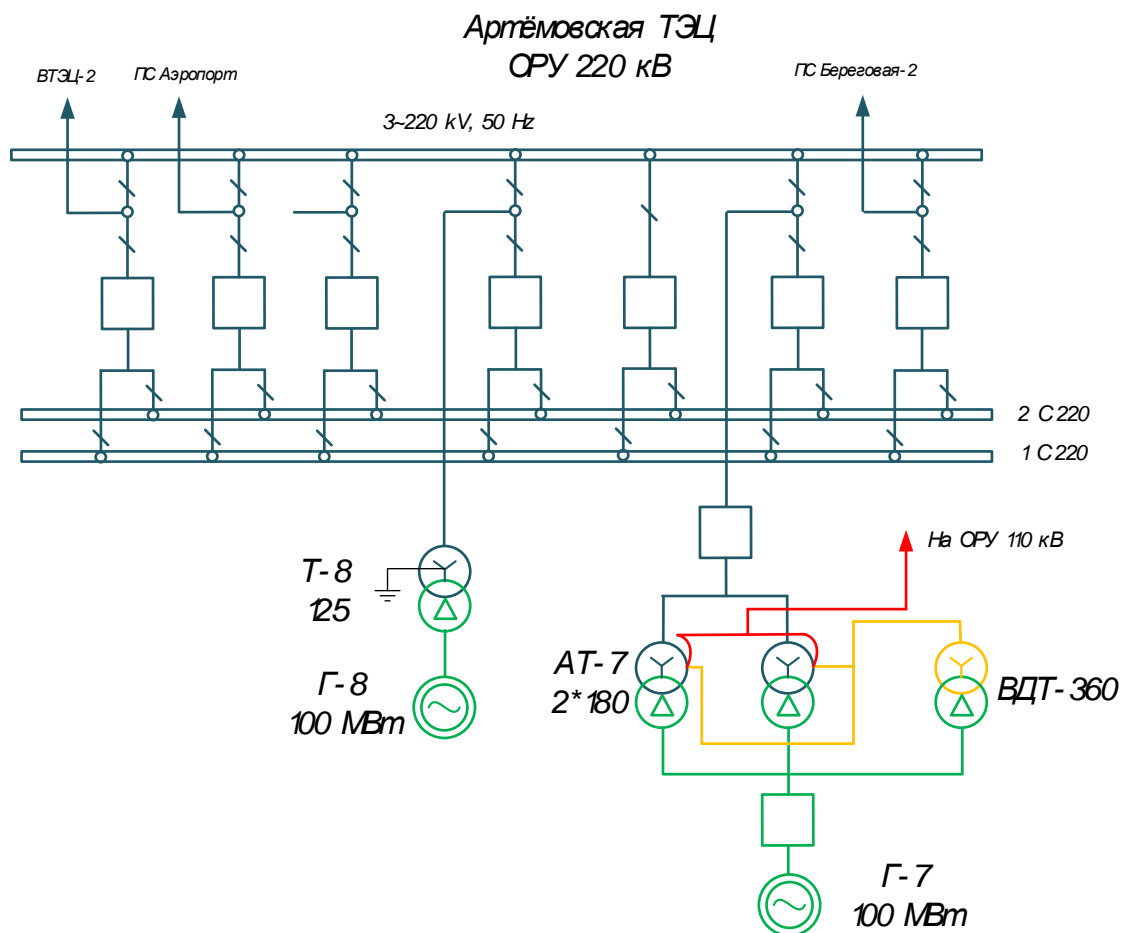


Рисунок 3 – Схема ОРУ 220 кВ Артемовской ТЭЦ

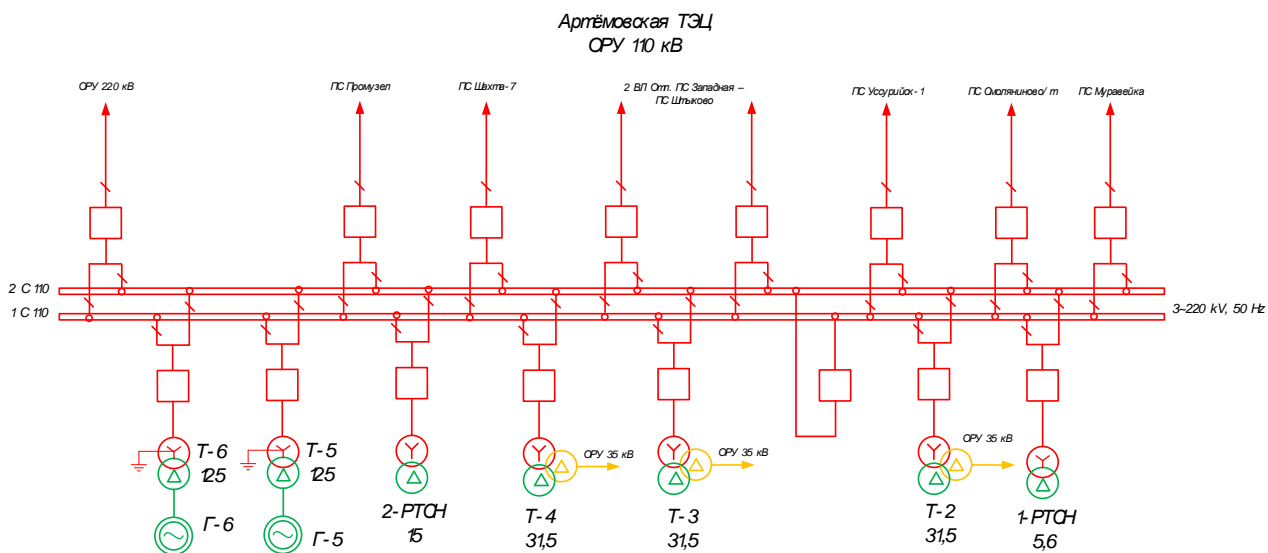


Рисунок 4 – Схема ОРУ 110 кВ Артемовской ТЭЦ

Владивостокская ТЭЦ-2 — тепловая электростанция в городе Владивосток, Приморский край. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро), филиал «Приморская генерация». Крупнейшая электростанция Владивостока, играет важную роль в обеспечении электро- и теплоснабжения города.

Решение о строительстве новой ТЭЦ во Владивостоке было принято еще в 1954 году, но к возведению станции приступили только в мае 1965 года. Пуск станции (в составе одной турбины мощностью 100 МВт и двух котлов) состоялся 22 апреля 1970 года. В 1984 году строительство Владивостокской ТЭЦ-2 было завершено.

С июля 2010 года происходит поэтапный перевод электростанции на природный газ, что позволило радикально сократить выброс в атмосферу загрязняющих веществ, а также решить проблему исчерпания ёмкости обеих золоотвалов. В 2011 году на газ были переведены шесть котлоагрегатов, в 2012 и 2013 годах — ещё четыре котлоагрегата. В 2017 году введен в эксплуатацию третий тоннель системы технического водоснабжения, что позволило улучшить условия проведения ежегодных ремонтов[4].

Владивостокская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 497 МВт, тепловая мощность — 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном (на 10 котлоагрегатах) природный газ сахалинских месторождений, в меньшей степени (на четырёх котлоагрегатах) — бурый уголь Павловского разреза. Основное оборудование станции включает в себя [4]:

В 2015 году прорабатывался проект строительства на Владивостокской ТЭЦ-2 двух парогазовых установок общей электрической мощностью около 400 МВт и тепловой мощностью около 290 Гкал/ч. В 2021-2025 годах планируется модернизации станции с заменой трёх турбоагрегатов (станционные номера 1, 2 и 3) и реконструкцией восьми котлоагрегатов, после

чего установленная мощность станции увеличится до 604 МВт, тепловая мощность - до 1115 Гкал/ч.

- Турбоагрегат № 1 мощностью 80 МВт, в составе турбины Р-80-115 с генератором ТВФ-100-2, введен в 1970 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 98 МВт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1970 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2, введен в 1972 году;
- Турбоагрегат № 4 мощностью 109 МВт, в составе турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1975 году;
- Турбоагрегат № 5 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1978 году;
- Турбоагрегат № 6 мощностью 55 МВт, в составе турбины ПТ-155-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введен в 1984 году.

Пар для турбин вырабатывают 14 котлоагрегатов Е-210-140, температура перегретого пара 545°С. Система технического водоснабжения — прямоточная, с использованием морской воды, поступающей с береговой насосной станции по трём металлическим водоводам и тоннелям. Морская вода используется для охлаждения конденсаторов турбоагрегатов и промконтуров турбинного оборудования, а также для золо- и шлакоудаления. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи [4]:

- ВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — Артёмовская ТЭЦ;
- КВЛ-220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Зелёный угол;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Улисс;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Патрокл;
- ВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС А, 2 цепи;

- КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка;
- КВЛ-110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка.

ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ выполнены по схеме 13Н-Две рабочие и обходная система шин.

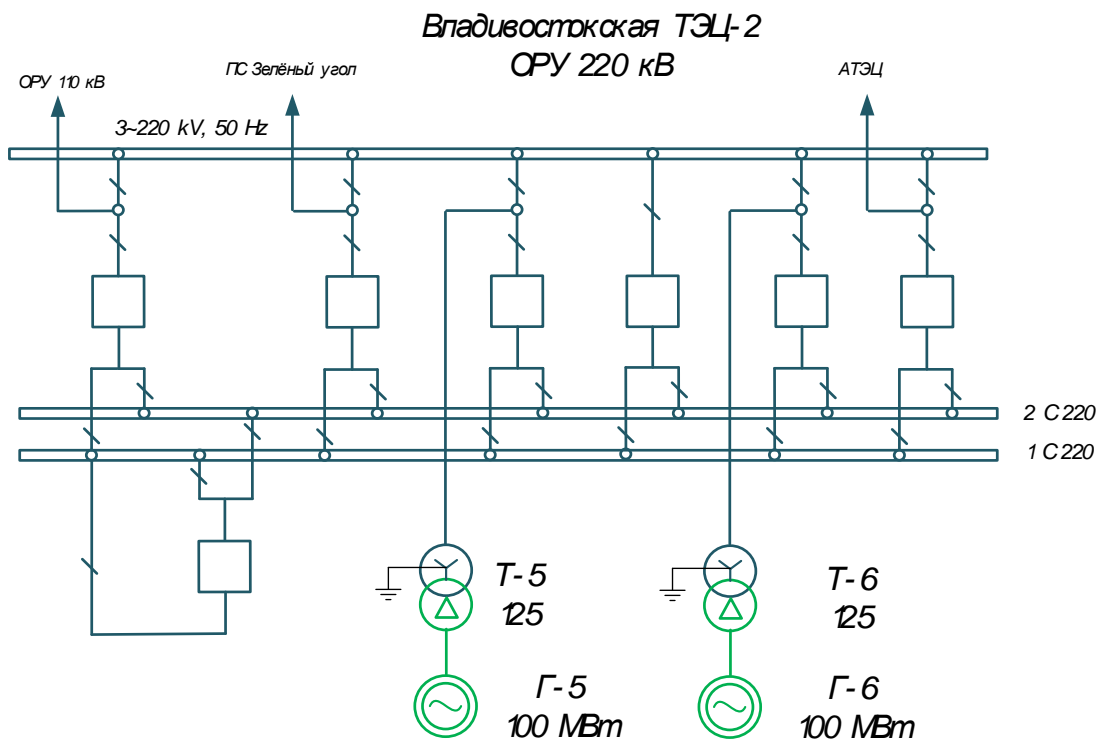


Рисунок 5 – Схема ОРУ 220 кВ Владивостокской ТЭЦ-2

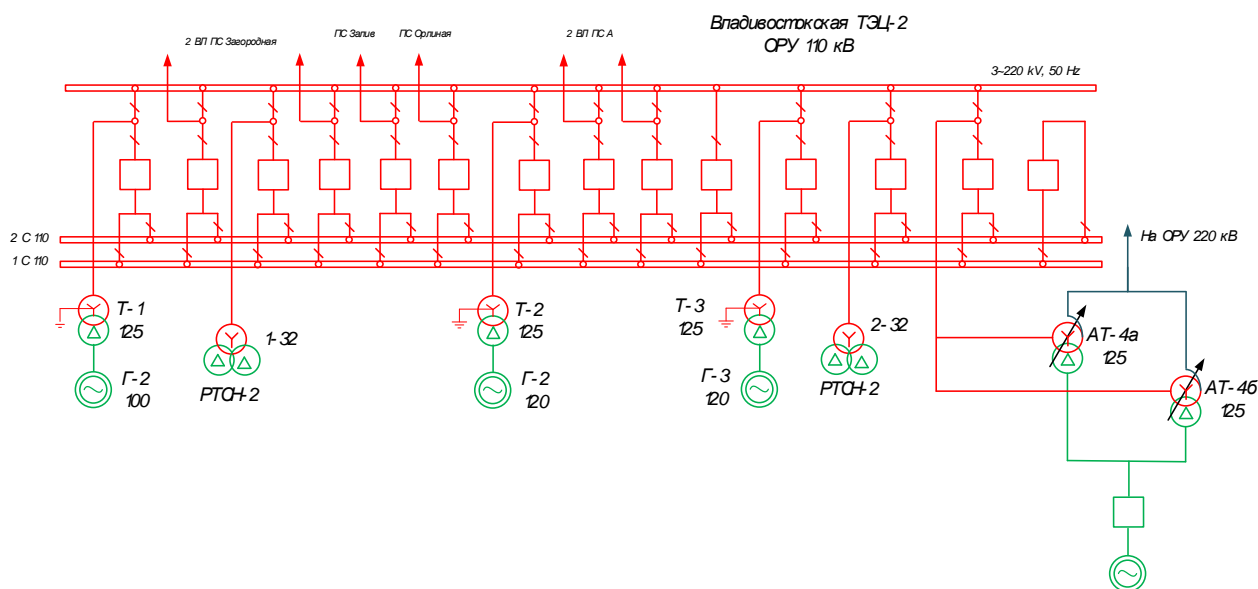


Рисунок 6 – Схема ОРУ 110 кВ Владивостокской ТЭЦ-2

Восточная ТЭЦ (ГТУ—ТЭЦ на площадке ЦПВБ) — тепловая электростанция (ГТУ-ТЭЦ), расположенная в г. Владивосток Приморского края. Одна из самых молодых электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 2018 году) [5].

По конструкции Восточная ТЭЦ представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность — 431,98 Гкал/ч. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений. Основное оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла-утилизатора КУВ-46,4-130, три пиковых водогрейных котла КВ-ГМ-116,3-150 и два паровых котла ТТ-200. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через комплектное распределительное устройство (КРУЭ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р;
- КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС СИ;
- КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 1Р;
- КЛ 110 кВ ТЭЦ Восточная — ПС 2Р — ПС СИ — ПС Зелёный

угол.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме 13-Две рабочие системы шин.

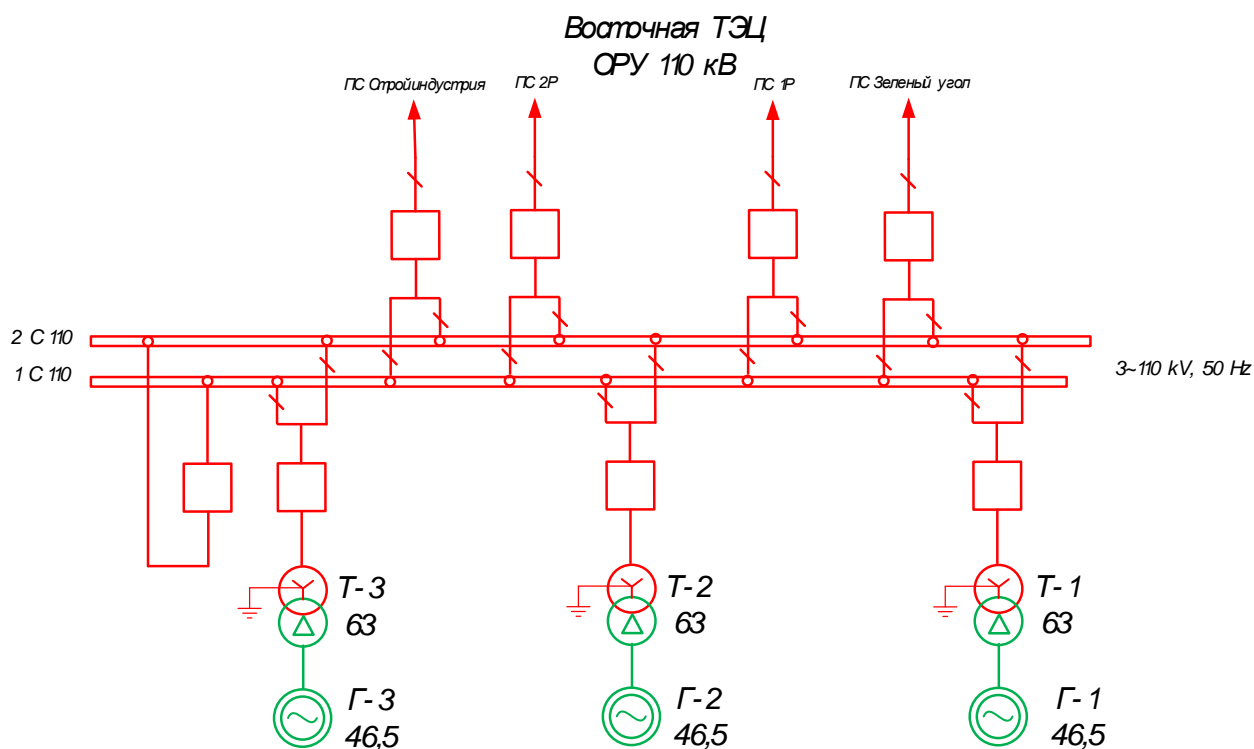


Рисунок 7 – Схема ОРУ 110 кВ Восточной ТЭЦ

2.2. Анализ линий электропередачи

Для выбранного участка произведен структурный анализ линий электропередачи напряжением 220-110 кВ [11].

Таблица 2 – Структурный анализ линий

№	Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
1	2	3	4	5
220 кВ				
1.	АТЭЦ – ВТЭЦ-2	69,9	АС-300	ВЛ
2.	Зеленый угол – Русская	0,783	АСК-300	КВЛ
		14,352	A1/XLPE/CWS/HDPE	
		2,2	WCLWA	
3.	Русская – Патрокл	6,366	A1/XLPE/CWS/HDPE	КВЛ
		2,2	WCLWA	
4.	Патрокл – Зеленый угол	0,783	АСК-300	КВЛ
		8,014	A1/XLPE/CWC/HDPE	

1	2	3	4	5
5.	ВТЭЦ-2 – Зеленый угол	2,127 2,093	АСК-300 А1/XLPE/CWC/HDPE	КВЛ
6.	Волна – Зеленый угол	11,41	АСК-300	КВЛ
7.	Владивосток – Аэропорт	19,046	АС-400/64	ВЛ
8.	АТЭЦ – Аэропорт	19,046	АС-400/64	ВЛ
9.	Волна – Владивосток	53,634	АСО-300	ВЛ
		69,9	АС-300	
		53,634	АСО-300	
		15,103	АСК-300	
		38,092	АС-400/64	
		20,718	А1/XLPE/CWS/HDPE	
		2,876	А1/XLPE/CWC/HDPE	
		4,4	WCLWA	
	Итого:	204,723		
110 кВ				
1.	АТЭЦ – Муравейка	12,65	АСК-240	ВЛ
2.	Муравейка – Океан	15,220	АСКП-240	ВЛ
3.	Океан – Лазурная	15,15	АС-240	ВЛ
4.	Лазурная – Горностай	14,76	АС-240	ВЛ
5.	Горностай – Зеленый угол	5,8	АС-240	ВЛ
6.	АТЭЦ – Промузел	19,8	М-70	ВЛ
7.	Промузел – Спутник	2,56 3,585	АС-120 М-70	ВЛ
8.	Спутник – Чайка	1,8 4,35	АС-120 М-70	ВЛ
9.	Чайка – Седанка	7,8	АС-240	ВЛ
10.	Чайка – Волна	0,45 0,19 4,35 2,5	АС-120 АС-300 АС-240 М-70	ВЛ
11.	Зеленый угол – А	1,2 2,07	АСКП-300 АС-240	ВЛ

1	2	3	4	5
12.	Зеленый угол – А	0,1 3,125	АС-240 АПвПу2Г	КВЛ
13.	Зеленый угол – Мингородок	0,865 1,332	АС-240 АСКП-300	ВЛ
14.	Мингородок – 1Р	1,216 1,208	АС-120 АС-300	ВЛ
15.	ВТЭЦ-2 – А	2*2,83	АСО-300	ВЛ
16.	Зеленый угол – ВостГЭЦ	2,92 0,835	АСО-300 АПвПу2Г	КВЛ
17.	ВостГЭЦ – 1Р	3,039	АПвПу2Г	КЛ
18.	Волна – Бурун	3,74	АСО-300	ВЛ
19.	Бурун – 2Р	0,12 1,84	АСО-300 АС-120	ВЛ
20.	Орлиная – ВТЭЦ-2	0,05 0,254 2,19 1,89 0,944 1,436 1,499 0,02	АПвПу2Г АС-240 АС-300 АС-240 АПвПу2Г АСК-300 АПвПу2Г АСК-300	КВЛ
21.	2Р – Амурская с отп. 1Р-тяга	2,16 0,33 3,35	АС-240 АПвПу2Г АС-240	КВЛ
22.	Волна – ВТЭЦ-1 с отп. 1Р-тяга	6,09 0,33 3,21	АСК-240 АПвПу2Г АС-300	КВЛ
23.	ВТЭЦ-1 – Орлиная	0,12 0,14 0,124 0,095 0,05	АСК-240 АС-240 АСО-240 АС-240 АПвПу2Г	КВЛ

1	2	3	4	5
24.	Волна – 2Р	2,3	АСО-300	ВЛ
25.	Амурская – Залив	1	АС-240	ВЛ
26.	Отп. Голубинка	2*0,02	АС-240	ВЛ
27.	Залив – ВТЭЦ-2	0,02 1,5 0,44 0,95 1,695 4,67	АСК-300 АПвПу2Г АСК-300 АПвПу2Г АС-240 АС-300	КВЛ
28.	2 ВЛ Отп. 1Р-тяга	2*0,080	АС-120	ВЛ
29.	АТЭЦ – Шахта-7	14,4	АССС-150	ВЛ
30.	Шахта-7 – Западная	0,6 5,4	АС-120 М-70	ВЛ
31.	Западная – Казармы	2*6,45	АСКП-120	ВЛ
32.	Отп. Де-Фриз	2*11,1 0,13	АСКП-120 АПвПу2Г	КВЛ
33.	Западная – Штыково	2*2,62 7,4; 7,6 2*27,4	АС-150 АС 150 АС-150	ВЛ
34.	Отп. Кролевцы	2*1,626	АС-150	ВЛ
35.	Отп. АТЭЦ	2*2,571	АС-150	ВЛ
36.	ВостТЭЦ – Стройиндустрия	0,758	АПвПу2Г	КЛ
37.	Стройиндустрия – 2Р	0,573 2,9	АС-240 АСО-300	ВЛ
38.	Залив – Бурная	2*2,438 2*0,05	АПвПу2Г АС-240	КВЛ
		18,86	АСК-240	
		15,22	АСКП-240	
		35,635	М-70	
		8,626	АС-120	
		60,102	АС-240	
		8,258	АС-300	

1	2	3	4	5
		2,532	АСКП-300	
		15,92	АПвПу2Г	
		20,85	АСО-300	
		14,4	АССС-150	
		83,434	АС-150	
	Итого:	388,279		

ВЛ напряжением 220 кВ выполнены большей частью в воздушном исполнении проводом марки АС-300. ВЛ 110 кВ выполнены большей частью в воздушном исполнении медными и алюминиевыми проводами. Рекомендуется замена части воздушных линий, выполненных медными проводами, в связи с их моральным и техническим устареванием.

2.3. Анализ подстанций

Таблица 3 – Анализ подстанций

№	Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4	5
1.	Владивосток 500/220/10	Узловая	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	АТ 167*3 МВА
2.	Аэропорт 220/10	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
3.	Патрокл 220/110/10	Узловая	5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА

1	2	3	4	5
4.	Русская 220/110/35	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА
5.	Зеленый угол 220/110/10	Узловая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	АТ-1 63 МВА АТ-2 63 МВА
6.	Волна 220/110/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	АТ-1 125 МВА АТ-2 125 МВА Т-3 15МВА Т-4 15 МВА
7.	Штыково 110/6	Проходная	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
8.	Кролевцы 110/35/6	Тупиковая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	Т-1 25 МВА Т-2 25 МВА
9.	Шахта-7	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
10.	Западная 110/35/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	Т-1 40 МВА Т-2 40 МВА

1	2	3	4	5
11.	Казармы 110/10	Узловая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 10 МВА T-2 10 МВА
12.	Де-Фриз 110/6	Тупиковая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 10 МВА T-2 10 МВА
13.	Промузел 110/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны ВЛ	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
14.	Спутник 110/35/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 25 МВА T-2 25 МВА
15.	Чайка 110/35/6	Узловая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
16.	Седанка 110/35/6	Тупиковая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА T-2 16 МВА

1	2	3	4	5
17.	Муравейка 110/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
18.	Океан 110/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА
19.	Бурун 110/35/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
20.	1Р-тяга 110/27,5/6	Тупиковая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
21.	2Р 110/6	Узловая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
22.	А 110/35/6	Узловая	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	T-1 40 МВА T-2 40 МВА

1	2	3	4	5
23.	Залив 110/35/6	Узловая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
24.	Бурная 110/35/6	Узловая	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
25.	Орлиная 110/35/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
26.	Голубинка 110/35/6	Тупиковая	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 40 МВА T-2 40 МВА
27.	Мингородок 110/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 25 МВА T-2 25 МВА
28.	1Р 110/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 25 МВА T-2 25 МВА

1	2	3	4	5
29.	Стройиндустрия 110/6	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
30.	Лазурная 110/35/6	Проходная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
31.	Горностай 110/10	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 25 МВА T-2 25 МВА
32.	Амурская 110/10	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	T-1 25 МВА T-2 25 МВА

На рассматриваемом участке энергосистемы проходные ПС в основном являются двухтрансформаторными подстанциями с суммарной трансформаторной мощностью 80 МВА и РУ ВН выполненного по схеме 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

В данном разделе был проведен структурный анализ рассматриваемой сети и анализ источников питания.

3 АНАЛИЗ РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

На самом первом этапе анализа важно правильно организовать эквивалент схемы распределительной сети, иначе будет неверно произведен расчет и, соответственно, анализ режимной ситуации, что может привести к некорректным выводам. Цель эквивалентирования – свести реальную схему сети к обобщенной таким образом, чтобы для анализа режимной ситуации использовать достоверные (откорректированные) значения электрической нагрузки вводных присоединений в характерных узлах нагрузки каждого уровня [6].

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Приморской энергосистемы, включающий в себя Артемовскую ТЭЦ, Владивостокскую ТЭЦ-1, Владивостокскую ТЭЦ-2, Восточную ТЭЦ, ПС Муравейка, ПС Океан, ПС Лазурная, ПС Горностай, ПС Зеленый угол, ПС Мингородок, ПС 1Р, ПС Стройиндустрия, ПС 2Р, ПС Волна, ПС Чайка, ПС Спутник, ПС Промузел, ПС Залив, ПС Амурская, ПС 1Р-тяга, ПС А, ПС Аэропорт, ПС Владивосток.

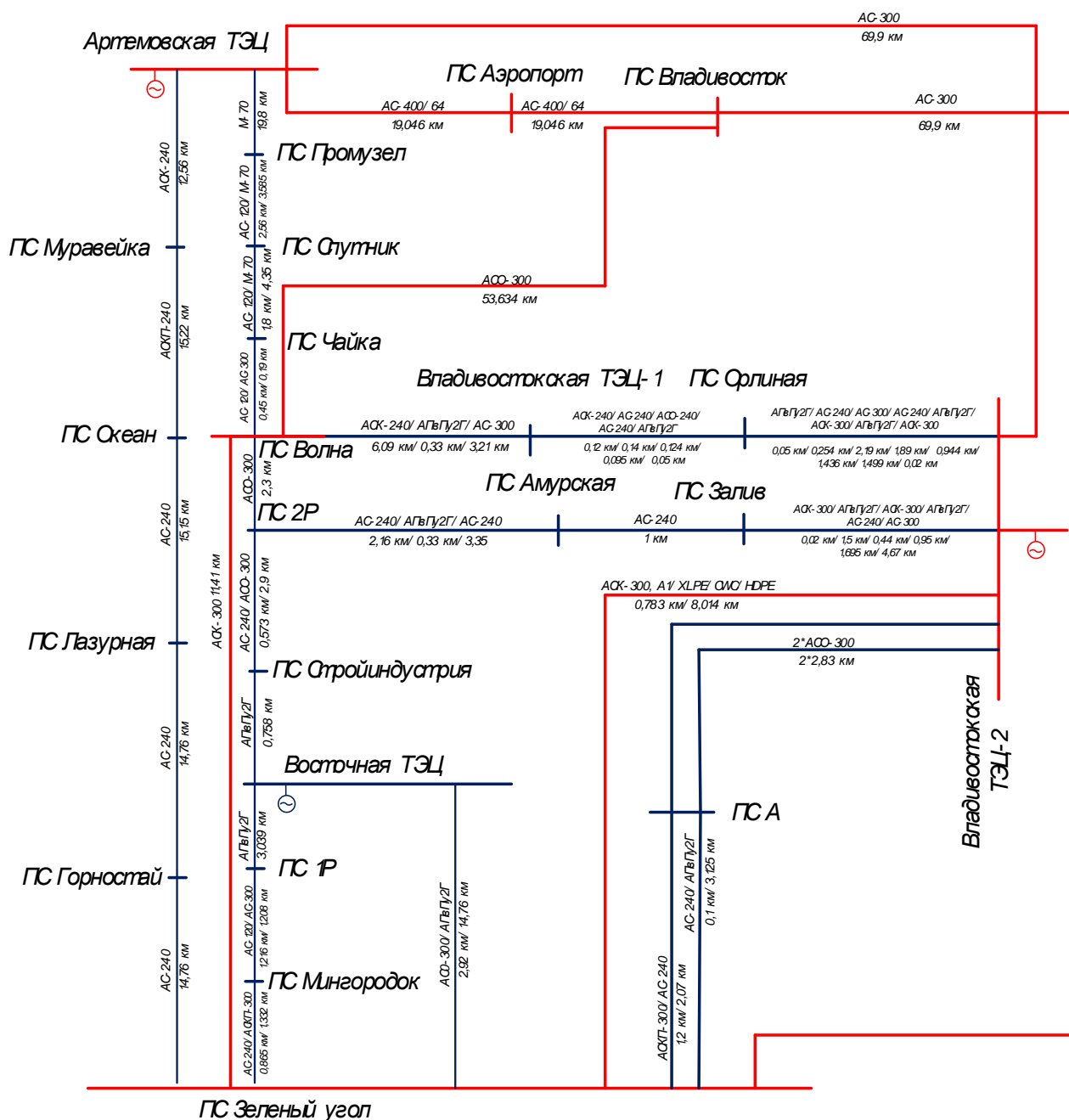


Рисунок 8 – Эквивалент сети для расчета режима

Для расчета режима необходимо осуществить прогнозирование нагрузок действующих подстанции.

3.1. Прогнозирование нагрузок

Согласно [1] потребность мощности ПС Шевелевка в 2021 году составит 7,5 МВт.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольного замера соответствующих ПС. Нагрузка и коэффициент реактивной мощности представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Действующие нагрузки на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Муравейка	3,7	1,2	0,32
Океан	1,4	0,5	0,35
Лазурная	-	-	-
Горностай	2,2	0,6	0,27
Зеленый угол	0,6	-	-
Мингородок	13,1	3,6	0,27
1Р	11,8	4,4	0,37
Стройиндустрия	7,5	3	0,4
2Р	9,9	3,1	0,31
Волна	19,5	4	0,2
	5,4	1	0,18
Чайка	4,4	1,6	0,36
Спутник	7,2	2,5	0,34
Промузел	13,2	4	0,3
Залив	5,9	2,1	0,35
Амурская	9,6	2,8	0,29
А	14,9	4,5	0,3
ВТЭЦ-1	8,9	3,4	0,38
Орлиная	3,3	0,8	0,24
Аэропорт	2,7	0,8	0,29
Владивосток	-	-	-

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год;

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2;

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_6}, \quad (3)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{прогн}$ – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

t_6 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Таблица 5 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов

ПС	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, MBm$	P_{MAX}, MBm
Муравейка	3,7	4,07	4,44
Океан	1,4	1,54	1,68
Лазурная	-	-	-
Горностай	2,2	2,42	2,64
Зеленый угол	0,6	0,66	0,72
Мингородок	13,1	14,41	15,72
1Р	11,8	12,98	14,16
Стройиндустрия	7,5	8,25	9
2Р	9,9	10,89	11,88
Волна	19,5	21,45	23,4
	5,4	5,94	6,48
Чайка	4,4	4,84	5,28
Спутник	7,2	7,92	8,64
Промузел	13,2	14,52	15,84
Залив	5,9	6,49	7,08
Амурская	9,6	10,56	11,52
А	14,9	16,39	17,88
ВТЭЦ-1	8,9	9,79	10,68
Орлиная	3,3	3,63	3,96
Аэропорт	2,7	2,97	3,24
Владивосток	-	-	-

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов:

$$P_{прог} = P_{БАЗ} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (4)$$

где ε – прирост нагрузки,

N – срок выполнения прогноза (6 лет).

Согласно [1], среднегодовой прирост нагрузки за 2020-2026 годы для Приморского края составит – 1,4 %.

Таблица 6 – Прогнозные нагрузки

ПС	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{MAX}, MВт$
Муравейка	3,75	4,12	4,5
Океан	1,41	1,56	1,7
Лазурная	-	-	-
Горностай	2,23	2,45	2,67
Зеленый угол	0,6	0,66	0,73
Мингородок	13,28	14,61	15,94
1Р	11,96	13,16	14,35
Стройиндустрия	7,60	8,36	9,12
2Р	10,03	11,04	12,04
Волна	19,77	21,75	23,72
Чайка	5,47	6,02	6,57
Спутник	4,46	4,9	5,35
Спутник	7,30	8,03	8,76
Промузел	13,38	14,72	16,06
Залив	5,98	6,58	7,17
Амурская	9,73	10,7	11,68
А	15,10	16,61	18,13
ВТЭЦ-1	9,02	9,92	10,82
Орлиная	3,34	3,68	4,01
Аэропорт	2,73	3,01	3,28
Владивосток	-	-	-

Для дальнейшего проектирования и расчета режимов электрической сети используем спрогнозированные нагрузки, представленные в таблице 6.

3.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [8].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [8].

3.3. Расчет и анализ нормального режима

Произведем расчет нормального режима электрической сети. Нормальный режим характеризуется показателями, близкими к номинальным. В таком режиме обеспечивается плавное регулирование работы электростанций, минимизируются потери электрической энергии в сети, удобно осуществляются оперативные переключения. Нормальный режим электрической сети обеспечивает снабжение электроэнергией потребителей без перебоев и с достаточным уровнем напряжения. Нормальным является также режим, когда происходит включение-отключение линии высокой мощности трансформатора и моменты высоко амплитудных перепадов напряжения, длящихся доли секунд.

При расчете нормального режима за базисный узел примем шины 220 кВ Артемовской ТЭЦ, узел генерации – шины 220 кВ Артемовской ТЭЦ, Владивостокской ТЭЦ-2, шины 110 кВ Восточной ТЭЦ. Ниже представлены таблицы с основными параметрами расчетной модели электрической сети для расчета в ПВК RastrWin 3. Расчет указан в приложении А.

Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника. Поскольку данный нормальный режим рассчитан с нагрузками контрольного замера зимнего максимума, был произведен пересчет длительно допустимого тока, для средней температуры окружающей среды в зимний период, равной минус 25 °С.

Таблица 7 – Анализ загрузки линий

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I _{доп_25} , А	Токовая загрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
АТЭЦ 220 кВ - ВТЭЦ-2 220 кВ	29	35	680	5,3
АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт	74	70	815	9,1

1	2	3	4	5
Аэропорт - Владивосток	62	58	815	7,6
Владивосток - Зеленый угол 220 кВ	48	66	680	9,8
ВТЭЦ-2 220 кВ - Зеленый угол 220 кВ	294	295	680	43,4
Зеленый угол 110 кВ - Мингородок	213	213	680	31,3
Мингородок - 1Р	158	158	680	23,3
1Р - Восточная ТЭЦ	146	146	346	42,4
Восточная ТЭЦ - Стройиндустрия	313	313	346	53,1
Стройиндустрия - 2Р	283	282	680	41,7
Зеленый угол 110 кВ - А	161	162	680	23,9
Зеленый угол 110 кВ - А	162	164	590	27,8
А - ВТЭЦ-2 110 кВ	209	210	680	31
А - ВТЭЦ-2 110 кВ	209	210	680	31
2Р - Волна 110 кВ	319	319	680	47
2Р - Амурская	91	93	590	15,8
Амурская - Залив	153	154	590	26,2
Залив - ВТЭЦ-2 110 кВ	193	196	680	28,9
Владивосток - Волна 220 кВ	38	63	680	9,4
Волна 110 кВ - Чайка	121	120	680	17,8
Чайка - Спутник	97	96	375	25,9
Спутник - Промузел	70	70	375	18,7
Промузел - АТЭЦ 110 кВ	94	99	337	29,5
Волна 110 кВ - ВТЭЦ-1	57	59	680	8,7
ВТЭЦ-1 - Орлиная	107	110	590	18,7
Орлиная - ВТЭЦ-2 110 кВ	162	165	680	24,4
Волна 220 кВ - Зеленый угол 220кВ	168	172	680	25,3
АТЭЦ 110 кВ - Муравейка	41	40	590	7
Муравейка - Океан	50	52	610	8,7
Океан - Лазурная	59	63	590	10,7
Лазурная - Горностай	63	66	590	11,3
Горностай - Зеленый угол 110 кВ	79	81	590	13,7

Линии электропередачи на рассматриваемом участке в нормальном режиме являются малонагруженными. Наиболее нагруженными является линии, отходящие от источников питания и узловых подстанций. Поскольку линии нагружены слабо, в нормальном режиме это приводит к генерации зарядной мощности, что в свою очередь провоцирует повышение напряжения.

Анализ уровней напряжения в узлах производится по формуле:

$$\partial U = \frac{U - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \% \quad (5)$$

Максимальное напряжения в узлах определяется по условиям изоляции. Для 220 кВ наибольшее рабочее напряжение – 242 кВ, для 110 кВ – 121 кВ. Минимальное напряжение определяется из условий статической устойчивости.

Таблица 8 – Отклонение напряжения на ВН ПС

Название	Номинальное напряжение, U _{ном} , кВ	Фактическое напряжение, V, кВ	Отклонение напряжения, dV, кВ
1	2	3	4
Нейт	220	234,09	6,4
Нейт	220	234,09	6,4
Нн	10	9,36	-6,36
Нейт	220	234,03	6,38
Нейт	220	234,03	6,38
Нн	10	9,36	-6,39
Нн	10	9,21	-7,88
Нейт	220	232,83	5,83
Нейт	220	232,83	5,83
нн	10	9,31	-6,87

На данном участке сети большое отклонение напряжения наблюдается в узлах трансформаторов связи на узловых подстанциях и электростанциях.

Завышенное напряжение позволяет снизить потери и обеспечивает необходимое напряжение на более низких классах напряжения, которые в свою очередь являются центрами питания и на которых необходимо выполнять закон встречного регулирования.

Для регулирования СН и НН ПС используются устройства ПБВ и РПН трансформаторов и автотрансформаторов, а также вольтодобавочные трансформаторы (на Артемовской ТЭЦ). Вольтодобавочные трансформаторы традиционно используют с целью автоматической регулировки напряжений отдельных линий или группы линий. К примеру при реконструкции сети, где используется трансформатор без возможности регулирования под нагрузкой, именно вольтодобавочный трансформатор позволяет регулировать напряжение — он дает возможность выравнять напряжение в сети, убирает

несимметричность напряжения на определенном участке цепи, снижает опасные последствия в случае отгорания нулевого проводника.

. Коэффициент загрузки находится как отношение суммарной нагрузки одного трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки меньше 0,65 трансформатор является недогруженным, что приводит к необоснованным потерям. На всех ПС шунтирующие реакторы установлены на СН и НН, поэтому коэффициент загрузки трансформатора рассчитан с учетом мощности, которую потребляют шунтирующие реакторы.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{ном}} \quad (7)$$

Коэффициент реактивной мощности:

$$tg(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (8)$$

Таблица 9 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

ПС	Коэффициент загрузки, Кз
1	2
Чайка	0,72
	0
Спутник	0,36
	0,87

1	2
Муравейка	0,13
	0,16
Океан	0,12
	0,45
Лазурная	0,10
	0,10
Горностай	0,07
	0,7
Залив	0,06
	0,19
Мингородок	0,15
	0,3
1Р	0,38
	0,42
Стройиндустрия	0,13
	0,27
2Р	0,21
	0,22
Амурская	0,19
	0,17
Орлиная	0,9
	0,26
Промузел	0,49
	0,58

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы на рассматриваемом участке электрической сети напряжением 110 кВ является недогруженными.

Малая загруженность СТ (АТ) приводит к повышенным потерям ХХ. Для снижения потерь ХХ можно произвести замену установленных трансформаторов, на трансформаторы меньшей мощности или на современные трансформаторы с малыми значения потерь ХХ, такие как трансформаторы с аморфным сердечником. Также необходимо обратить внимание на год ввода в эксплуатацию данных трансформаторов, поскольку необходимо учитывать влияние срока службы силовых трансформаторов на уровень потерь ХХ.

Артемовская ТЭЦ в нормальном режиме (зимний максимум) генерирует 298 МВт активной мощности, Владивостокская ТЭЦ-2 вырабатывает 170 МВт активной мощности, Восточная ТЭЦ вырабатывает 23 МВт активной

мощности. Установленная мощность АТЭЦ составляет 400 МВт, ВТЭЦ-2 – 497 МВт, Восточной ТЭЦ – 139 МВт.

Часть источников питания работают в режиме недовозбуждения и потребляют из сети реактивную мощность.

Таким образом, рассматриваемая электрическая сеть обладает запасом активной мощности.

3.4 Расчет и анализ послеаварийного режима

Режим становится аварийным в том случае, если система, при переходе из одного состояния нормы в другое, отмечается резкое изменение параметров частоты тока и напряжения. К аварийным вариантам работы электрических сетей относятся такие отклонения в работе, как:

1. Короткое замыкание — это электрическое соединение двух точек электрической цепи с разными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу или состояние, при котором сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания.

2. Перегрузка электросети. Причиной перегрузки является неспособность электроцепи или ее участка (проводка, выключатели, розетки и пр.) нормально (без перегрева, разрушения и т.д.) работать вследствие прохождения через них тока, превышающего допустимые значения для данной электроцепи (ее участка).

3. Скачок тока наблюдается, когда значение тока на короткий промежуток времени (доли секунды) превышает свое номинальное значение в 3-5 раз. Может быть следствием коммутации электроприборов (носит кратковременный характер).

4. Слабый ток. Причиной может быть разрыв цепи. В таком случае тускло горит лампа накаливания.

5. Скачок напряжения. Чаще возникает из-за ударов молнии. В большинстве случаев это приводит к выходу из строя электроприборов.

Летний и зимний режимы электрических сетей относятся к нормальным, однако они характеризуются значительными нагрузками на систему в связи с высокими или низкими температурами и воздействием неблагоприятных погодных условий.

Послеаварийный режим — режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. Послеаварийный режим наступает после выхода одного или нескольких элементов в результате аварии. При этом параметры системы отличаются от заданных, а характеристики электроснабжения ухудшаются. Послеаварийный режим длится до момента полного устранения проблемы.

Произведем отключение линии АТЭЦ – ПС Муравейка, чтобы проанализировать уровни напряжения и проверить, будут ли соблюдаться нормальные уровни напряжения в узлах, будет ли снабжаться данный участок сети достаточным уровнем мощности, предполагая, что ПС Шевелевка будет подключена к данной линии.

При отключении данной линии не происходит снижения напряжения в узлах подстанций ниже установленного ГОСТ 32144-2013.

Таблица 10 – Токовая загрузка в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале линии, I _{нач} , А	Ток в конце линии, I _{кон} , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I _{доп_25} , А	Токовая загрузка, I/I _{доп}
1	2	3	4	5
АТЭЦ 220 кВ - ВТЭЦ-2 220 кВ	32	38	680	5,6
АТЭЦ 220 кВ - Аэропорт	72	69	815	8,9
Аэропорт - Владивосток	60	57	815	7,4
Владивосток - Зеленый угол 220 кВ	50	68	680	10
ВТЭЦ-2 220 кВ - Зеленый угол 220 кВ	294	294	680	43,2
Зеленый угол 110 кВ - Мингородок	222	222	680	32,6
Мингородок - 1Р	169	169	680	24,8
1Р - Восточная ТЭЦ	157	157	346	45,4

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Восточная ТЭЦ - Стройиндустрия	314	314	346	53,2
Стройиндустрия - 2Р	283	283	680	41,7
Зеленый угол 110 кВ - А	166	167	680	24,6
Зеленый угол 110 кВ - А	167	169	590	28,6
А - ВТЭЦ-2 110 кВ	213	214	680	31,5
А - ВТЭЦ-2 110 кВ	213	214	680	31,5
2Р - Волна 110 кВ	319	319	680	47
2Р - Амурская	93	95	590	16
Амурская - Залив	156	156	590	26,5
Залив - ВТЭЦ-2 110 кВ	195	198	680	29,2
Владивосток - Волна 220 кВ	39	64	680	9,5
Волна 110 кВ - Чайка	127	127	680	18,7
Чайка - Спутник	104	103	375	27,6
Спутник - Промузел	76	76	375	20,2
Промузел - АТЭЦ 110 кВ	94	99	337	29,4
Волна 110 кВ - ВТЭЦ-1	58	60	680	8,8
ВТЭЦ-1 - Орлиная	109	111	590	18,9
Орлиная - ВТЭЦ-2 110 кВ	164	167	680	24,5
Волна 220 кВ - Зеленый угол 220кВ	169	172	680	25,3
АТЭЦ 110 кВ - Муравейка	откл			
Муравейка - Океан	25	31	610	5
Океан - Лазурная	40	46	590	7,8
Лазурная - Горностай	46	51	590	8,6
Горностай - Зеленый угол 110 кВ	65	67	590	11,4

Можно сделать вывод, что отключение данной цепи не приведет к перегреву оставшейся в работе линии или к сильному снижению напряжения, перегруженных линий в данном послеаварийном режиме нет.

В данном разделе был проведен анализ режимной ситуации существующего участка сети Приморского края.

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ШЕВЕЛЁВКА К ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Целью раздела является сравнение и отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальным количеством выключателей.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными - каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

- Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания.

- Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии.

- Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.

- Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки.

- В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.

- Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.

- Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения.

- Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании.

- Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления.

- Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

1. Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

2. Обеспечивать требуемую надёжность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями

электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

3. Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

4. Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

5. Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

6. Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт [10].

Возможные варианты подключения ПС Шевелёвка:

1. Отпайка от линии Артемовская ТЭЦ – Промузел и линии Артемовская ТЭЦ – Муравейка. Рекомендуется замена проводов ВЛ АТЭЦ – Промузел.

2. В рассечку линии Артемовская ТЭЦ – Муравейка. Рекомендуется замена проводов ВЛ АТЭЦ – Промузел.

3. Строительство ВЛ 110 кВ от ОРУ 110 кВ Артемовской ТЭЦ до проектируемой ПС Шевелёвка. Рекомендуется замена проводов ВЛ АТЭЦ – Промузел.

Далее необходимо выбрать лучший вариант на основании расчета экономической эффективности с учётом фактора надёжности.

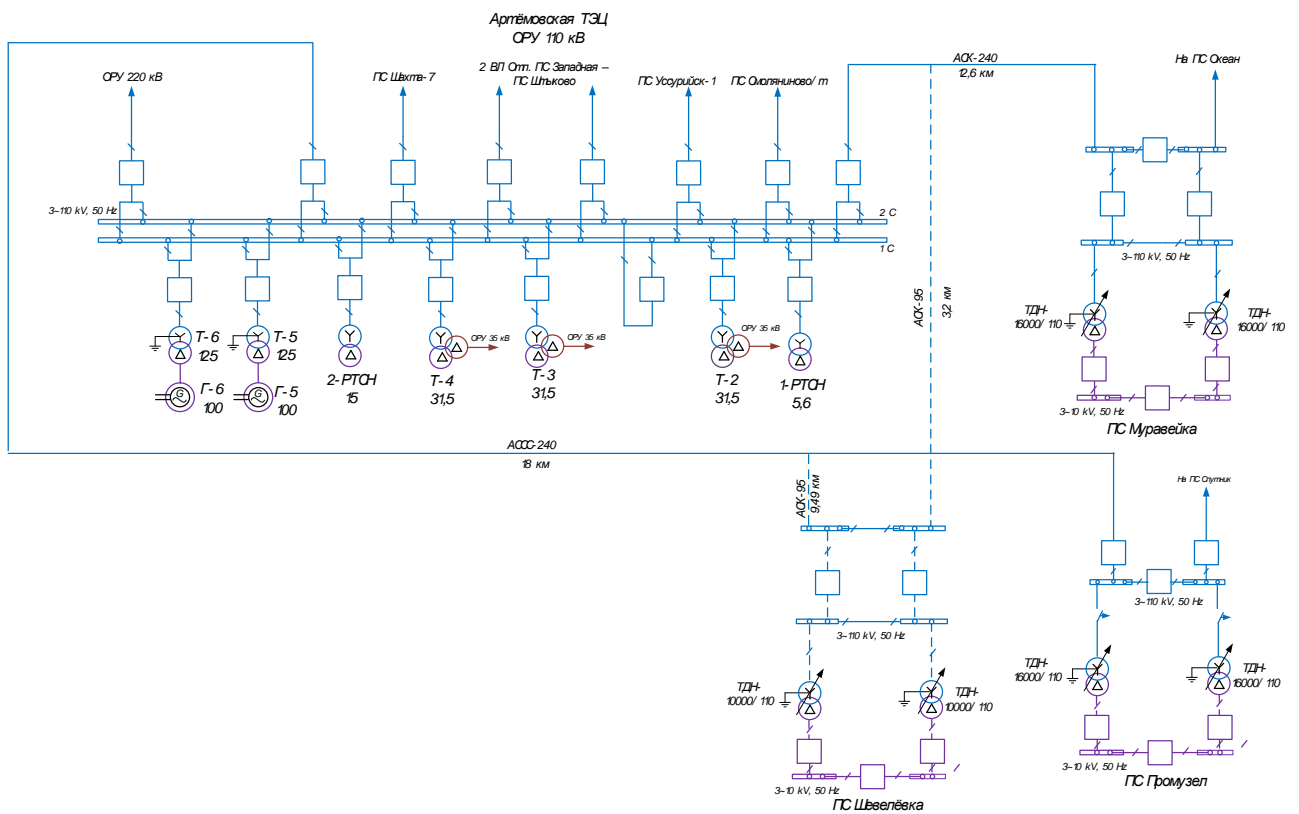


Рисунок 9 – Однолинейная схема варианта №1 – К отпайке ВЛ

Для варианта № 1 выберем схему РУ ВН 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны трансформаторов.

Для данного варианта возможно применение других схем, таких как: 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, но данные схемы требуют больших капиталовложений и требуют дополнительных обоснований.

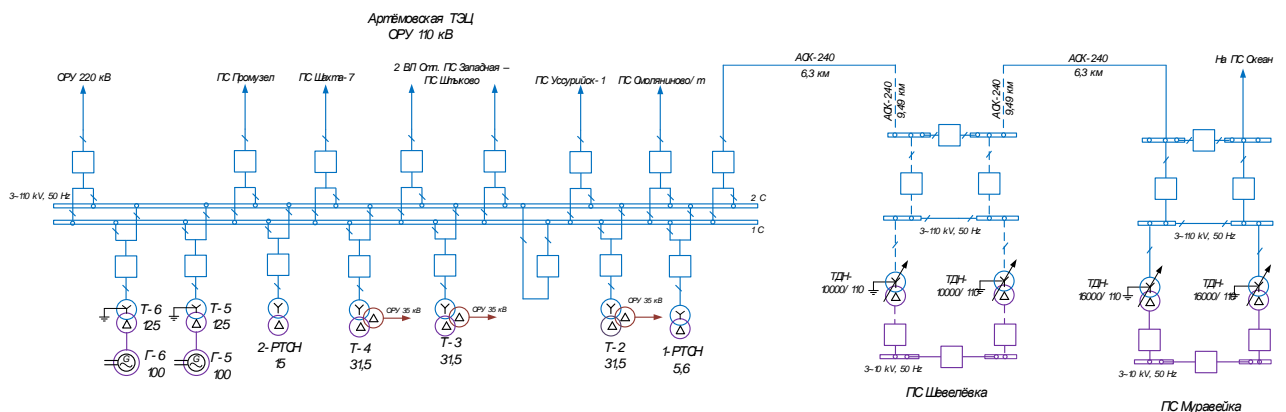


Рисунок 10 – Однолинейная схема варианта № 2 – В расщелку линии

Для варианта № 2 выберем схему 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

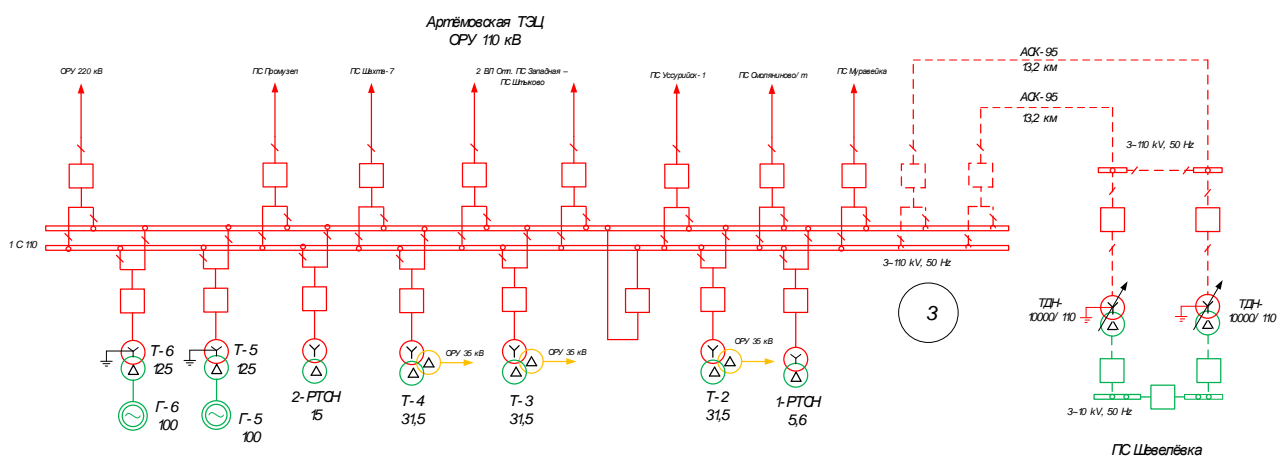


Рисунок 11 – Однолинейная схема варианта №3 – Строительство двухцепной линии 110 кВ от Артемовской ТЭЦ

Для варианта № 3 выберем схему РУ ВН 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Для осуществления данного варианта подключения необходимо строительство двух ячеек ОРУ 110 кВ Артемовской ТЭЦ.

Сравним варианты № 1, 2, 3 по длине линий и количеству выключателей. Сравнение приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение вариантов

Вариант	Длина линии, км	Количество выключателей
№1	9,49+3,2	2
№2	2x9,49	3
№3	2x13,2	4

Из представленных вариантов подключения ПС Шевелевка к действующей сети наименее затратными являются варианты № 1 и № 2. Примем данные варианты для дальнейшей разработке.

При разработке данной магистерской диссертации были выявлены слабые участки существующей сети. Так, ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел выполнена старым медным проводом М-70. При проектировании развития

участка сети в районе Артемовской ТЭЦ рекомендуется замена проводов данной ВЛ.

Основная причина, по которой прибегают к ремонту или замене ЛЭП, заключается в повреждении самих проводов или опор. К этому могут привести несколько факторов:

1. Перенапряжение, которое возникает на линии. В основном такое перенапряжение возникает во время грозových дождей. Действие грозы, сопровождается возникновением электрической дуги, которая может нарушить целостность изоляции проводов. Это может повлечь за собой кратковременное замыкание. При этом приходится на некоторое время отключать подачу электроэнергии.

2. Перепады атмосферной температуры воздуха. Колебания температуры в некоторых территориальных округах могут колебаться в диапазоне + — 40 градусов. При подача тока, провода нагреваются, а понижение или повышение температуры воздуха приводит к нарушению прочности изоляции проводов, изменению их длины, а также разного рода механическим повреждениям, которые являются причиной снижения безопасности эксплуатации линий воздушных электропередач.

3. Действие воздушного потока. Порывы ветра сопровождаются возникновением довольно мощной силы горизонтального направления. При этом нагрузка на провода увеличивается в несколько раз. Это может стать причиной возникновения механических повреждений не только проводов, но и самих опор.

4. Обледенение. Замерзание льда на поверхности проводов и опор приводит к значительному увеличению нагрузки на них, что становится причиной нередких обрывов проводов или разрушением целостности покрытия опор. Кроме этого изменяется и уровень натяжения провода. Известно, что Приморский край является территорией с повышенным гололедообразованием, поэтому замена ВЛ Артемовская ТЭЦ – Промузел является важной задачей эксплуатирующей организации.

5. Загрязнение атмосферного воздуха. На первый взгляд, это звучит довольно странно, но это так. При загрязнении воздуха в нем образуются микроскопические частички золы, пыли, солей, которые постепенно оседая на проводах, образуют довольно прочный слой. Это является причиной нарушения изоляции и проводимости линий электропередач.

В данном разделе были разработаны варианты подключения ПС Шевелевка к существующей сети, также выявлены слабые участки сети и предложены мероприятия по реконструкции сети.

5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ШЕВЕЛЕВКА

5.1. Выбор проводов и опор

Произведем выбор сечения для Варианта № – Рассечка ВЛ АТЭЦ - Муравейка.

Выбор проводников производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в кабельной линии.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (9)$$

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

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

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (10)$$

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

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

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

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_t = 1$.

Согласно [16], для номинального напряжения 110 кВ, $tg\varphi = 0,4$, тогда:

$$Q = P \times tg\varphi = 7,5 \times 0,4 = 3 \text{ MVar} \quad (11)$$

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 21 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 21 \cdot 1,05 \cdot 1 = 22,6 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод АСК-240.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для данного кабеля длительный допустимый ток равен 590 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 43 \text{ A}$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой ПС Шевелевка. Для второго варианта аналогично выберем провод АСК-240.

Примем к установке для ВЛ, заходящих на ПС Шевелевка, многогранные опоры типа ПМ-110-1. Данная опора с размерами представлена на рисунке 12.

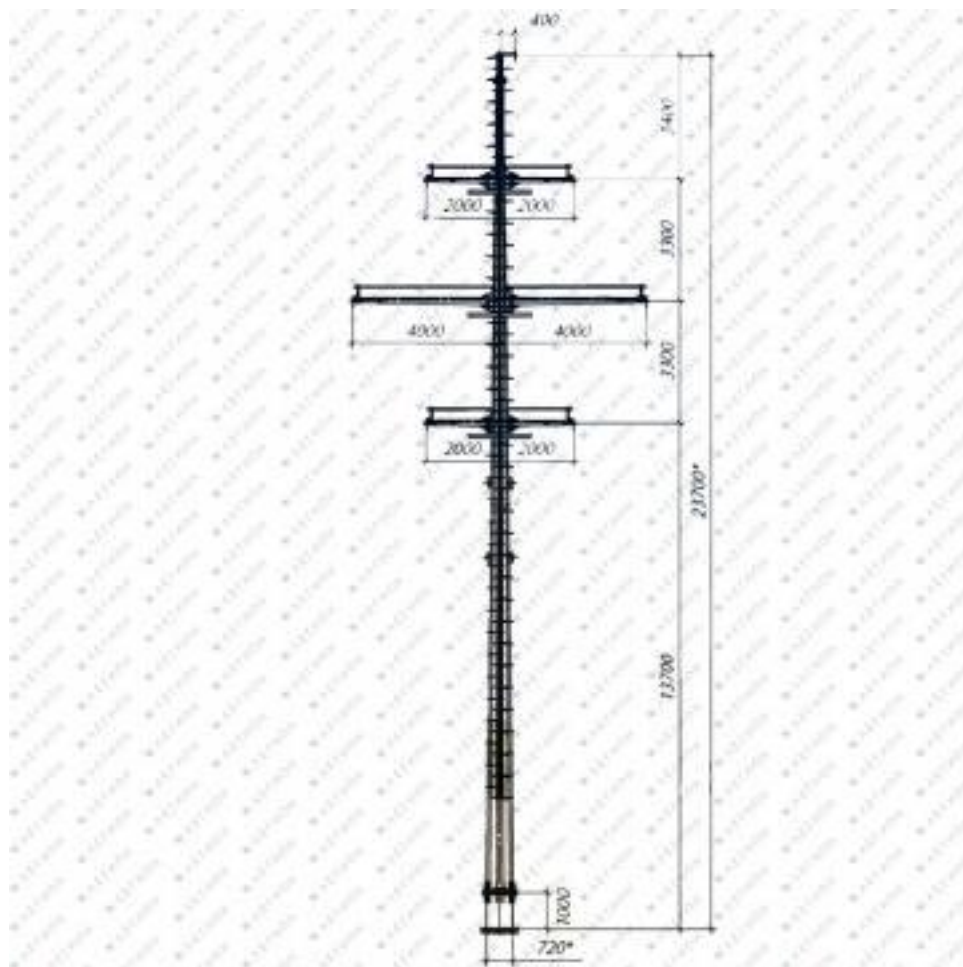


Рисунок 12 – Опора П-110-3

Промежуточные опоры любого напряжения изготавливаются для поддержки определённого уровня проводов и тросов. Могут иметь как подвесные или штыревые изоляторы для крепления проводов. Высоковольтные линии с напряжением 110 кВ служат для передачи энергии населённым пунктам и производственным предприятиям; это один из самых распространённых видов электросетей. По нагрузке током промежуточные опоры напряжением 110 кВ бывают одноцепные и 2-ух цепные, а по конструкции: с оттяжками и без оттяжек.

На линиях, где используются многогранные стойки, невозможны серьезные разрушения, которые можно наблюдать у железобетонных и

решетчатых конструкций. Первые могут обрушиться с возникновением эффекта домино, а вторые подвержены скручиванию. Срок эксплуатации металлических конструкций составляет не меньше полусотни лет, что значительно больше, чем у стоек, выполненных из других материалов. Многогранные опоры крайне редко требуют проведения ремонтных работ, в отличие от решетчатых стоек они обладают повышенной вандалоустойчивостью.

По легкости транспортирования многогранные конструкции также выигрывают по сравнению с железобетонными и решетчатыми. Тяжелые столбы из бетона нуждаются в специальном транспорте. Перевозка решетчатых стоек более экономична, но требует дорогостоящей техники для возведения фундаментов при транспортировке подножников, песка и гравия, опорных плит. При этом для перевозки граненых стоек используются обычные трейлеры и вагоны. По скорости установки гнутые столбы ЛЭП значительно превосходят все существующие типы применяемых опор.

При проектировании реконструкции ВЛ Артемовская ТЭЦ – Промузел, которая в настоящее время выполнена устаревшим проводом марки М-70. Таким образом, предлагается ее исполнение в виде кабельно-воздушной линии электропередачи (КВЛ). Длительно-допустимый ток провода М-70 равен 268 А. Тогда для воздушной части линии электропередачи принимаем провод АССС-240, учитывая запас, так как данная линия электропередачи вязана с источником питания сети.

АССС — это передовая технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий.

В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями. Он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Более

легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности. Таким образом, запатентованный сердечник является основным компонентом высокоэффективного провода АСССТМ – продукта следующего поколения в сфере передачи и распределении энергии. Технология АСССТМ идет на смену существующим технологиям, предлагая более экономичное решение для сегодняшних и будущих потребностей. Провода АСССТМ передают энергию через полностью жженные трапецевидные высокоэффективные алюминиевые проволоки, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника. Провод АСССТМ был спроектирован для сочетания энергоэффективности с термостойкостью и позволяет передать ту же мощность, что и другие провода такого же диаметра и веса, но при более низких рабочих температурах. Данный провод способен выдержать повышенные температуры для плавки гололеда.

5.1.1. Плавка гололеда на ЛЭП

Электроэнергетическое оборудование, которое используется сегодня в России, в значительной степени физически и морально устарело. Воздушные линии электропередачи, охватывающие огромные территории, являются наименее надежными элементами современной энергосистемы. Актуальность выбранного для исследования вопроса связана с большим количеством аварий в электрических сетях, происходящих из-за неблагоприятных погодных условий, связанных с интенсивной гололедно-ветровой нагрузкой. Так, в ноябре 2020 года большой ущерб электрическим сетям Приморского края нанесли ледяные дожди. Участвовавшие аварии на ЛЭП связаны, по-видимому, с общим потеплением климата и потребуют немало сил и средств на их предотвращение. Наиболее эффективным средством борьбы с гололедом является плавка гололеда. Она позволяет в короткий срок удалить гололед.

В связи с этим следует рассмотреть последствия возникновения гололеда, исследовать широко используемые и инновационные методы плавки гололеда, оценить надежность электроснабжения при плавке гололеда.

Отложения гололеда могут вызвать:

- а) разрегулировку проводов и тросов и их сближение между собой;
- б) сближение проводов и тросов при их подскоке вследствие одновременного сброса гололеда;
- в) пляску проводов;
- г) обрыв проводов и тросов;
- д) разрушение опор;
- е) перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии вследствие значительного снижения льдоразрядных характеристик изоляторов по сравнению с влагоразрядными характеристиками, по которым обычно выбирается необходимый уровень линейной изоляции.

Исследования показывают, что гололедные отложения на проводах ВЛ происходят при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра 5-10 м/с. Допустимая толщина стенки гололедной муфты составляет от 5 до 20 мм для ВЛ напряжением 3-330 кВ, расположенных в климатических районах по гололеду I-IV категорий. Рассмотрим влияние гололеда на провод марки АС-185/43. Данный провод имеет массу 846 кг на километр длины. При толщине гололёда 20 мм его масса увеличится в 3,7 раза, при толщине 40 мм в 9 раз, а при толщине 60 мм — в 17 раз. Увеличение массы провода приводит к выводу из строя линейного оборудования и опор, поддерживающих провод [7].

Для уменьшения количества аварий, связанных с выходом из строя линейного оборудования, покрытого слоем льда, необходимо своевременно проводить плавку гололеда.

При проектировании ВЛ, трассы которых проходят в районах гололедности, а также в районах интенсивной и частой пляски проводов, плавку гололеда рекомендуется предусматривать на проводах линий напряжением до 220 кВ включительно. Плавка гололеда на тросах должна предусматриваться в тех случаях, когда возможно опасное приближение освободившихся от гололеда проводов к тросам, покрытым гололедом.

На линиях 330 и 500 кВ в указанных районах, а также на ВЛ 35 - 220 кВ в III районе гололедности вопрос об организации плавки гололеда должен решаться на основе технико-экономического анализа целесообразности ее применения с учетом аварийного недоотпуска энергии потребителям, а также значения линии в энергосистеме.

Источники питания схем плавки гололеда должны быть размещены на наиболее крупных узловых подстанциях энергосистемы из числа расположенных в сильногололедных районах. Разработка проектов установок плавки гололеда (УПГ) и схем плавки должна производиться одновременно. Плавку гололеда следует начинать при достижении нормативных гололедно-ветровых нагрузок на проводах. Чтобы обеспечить это требование на всех линиях, взаимосвязанных по режиму плавки гололеда, следует учитывать реальные нагрузки и направление гололедонесущего потока по отношению к трассе ВЛ, поэтому на части линий плавку гололеда следует начинать заблаговременно. Очередность плавки определяется с учетом ответственности потребителей и наличия резервного питания. Минимально необходимое количество УПГ в электрической сети должно быть достаточным для выполнения плавки гололеда на всех ВЛ за 12 ч для сети 110 кВ и выше и за 8 ч для сети 35 кВ. Если отключение ВЛ 110 - 220 кВ приводит к перерыву электроснабжения, плавку гололеда рекомендуется проводить с пофазным выводом ВЛ из работы. При несоответствии качества напряжения на шинах нагрузки требованиям ГОСТ 13109-69 целесообразно предусматривать мероприятия по симметрированию неполнофазных режимов работы сети. Для своевременного предупреждения об опасных нагрузках от гололеда должны проводиться специальные наблюдения. С этой целью заранее должны быть определены контрольные точки на линии, подвергающиеся сильному обледенению (обычно в наиболее возвышенных местах трассы), по которым можно судить об опасности гололедообразования. Наблюдения могут проводиться непосредственно на линии электропередачи или на специально смонтированных гололедных постах.

При организации наблюдений за гололедообразованием на ответственных линиях, где может быть гололед с толщиной стенки 15 мм и более, рекомендуется устанавливать автоматические сигнализаторы, которые передают на подстанцию сигнал о появлении гололеда определенного веса в пролетах, подверженных сильному обледенению. Исправность и правильная работа сигнализаторов должны проверяться непосредственно перед гололедным сезоном.

Эксплуатирующие энергетические организации могут проводить плавку гололеда несколькими способами. Как правило, схема плавки гололеда должна вводиться в работу не позднее, чем за 1,0 ч после команды диспетчера о применении плавки.

С этой целью должна быть заранее проработана последовательность всех операций по сборке схемы плавки и выполнение мероприятий, обеспечивающих их быстрое завершение. Для сборки схемы плавки гололеда должны использоваться коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, отделители) с дистанционным управлением и лишь в отдельных случаях - с применением ручных приводов. Временные соединения, собираемые на болтах, шлейфы, накладки, закоротки и т.п., не допускаются. Сборка и разборка схем плавки гололеда производится по специальным программам, предусматривающим выдачу диспетчером комплексных оперативных заданий с учетом максимально возможной одновременности производства операций, включая необходимые изменения в релейной защите. Во всех случаях необходимо предусмотреть блокировки от ошибок при сборке схем плавки. Релейная защита устройств плавки гололеда и электроустановок, питающих эти устройства, должна соответствовать требованиям действующих ПУЭ и Руководящих указаний по проектированию устройств плавки гололеда. Выполнение релейной защиты устройств плавки гололеда, как правило, не должно обуславливать изменений в схемах и функционировании защит смежных элементов и сети в целом.

Одним из методов, получившим широкое распространение, является метод наложения. При его использовании на рабочий ток линии накладывается постоянный либо переменный ток, генерируемый посторонним источником. Данный метод не требует отключения потребителей. При определении токов и времени плавки необходимо учитывать энергию на расплавление льда, на теплоотдачу в окружающую среду и на нагрев провода до температуры, при которой может начаться плавление льда (перед включением тока плавки температура провода может быть близка к температуре воздуха). Плавку гололеда следует производить возможно большими токами, что позволяет быстрее завершить ее и восстановить нормальную схему работы сети. Одновременно это способствует уменьшению затрат электроэнергии на плавку, поскольку энергия, отдаваемая в окружающую среду, непосредственно зависит от длительности обогрева.

Режим плавки гололеда должен выбираться по наиболее обледенелому участку линии, поэтому плавка будет продолжаться и тогда когда в местах с меньшей толщиной стенки гололед освободит провода, и они начнут интенсивно нагреваться. При неравномерном обледенении линии могут встречаться участки, на которых гололед вообще не образовался. Поэтому предельный ток плавки гололеда должен выбираться с учетом нагрева провода (троса) на котором не было гололеда.

Метод наложения переменного тока применяется в сетях напряжением до 220 кВ и ниже с сечением проводов до 240 мм². Схема плавки при этом должна выбираться таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5-2 раза превышающего длительно допустимый ток. Превышение оправдано кратковременностью применения метода и интенсивным охлаждением провода в зимний период.

Применение метода наложения постоянного тока осуществляется с использованием устройств плавки гололеда с выпрямительными установками. УПП размещается в узле электрической сети, от которого отходит максимальное количество линий, подлежащих обогреву. Выпрямительный блок

включается в рассечку обогреваемого провода таким образом, чтобы постоянный ток не протекал по обмоткам силовых трансформаторов и трансформаторов тока. Напряжение источника переменного тока и его мощность должны быть в 5-10 раз больше, чем для источника постоянного тока, поэтому экономически целесообразна плавка гололеда при помощи постоянного тока, однако дорогостоящие выпрямительные блоки большую часть года не используются.

На воздушных линиях напряжением 6-10 кВ плавка гололеда осуществляется с помощью токов однофазного, двухфазного и трехфазного короткого замыкания. Для этого в ТП устанавливаются специальные трансформаторы, используемые только для плавки гололеда. Такие трансформаторы обеспечивают ток плавки, больший или равный длительно допустимому току нагрузки. Данный способ не находит широкого применения из-за установки дополнительного дорогостоящего оборудования и перехода воздушных линий на самонесущий изолированный провод (СИП). Также при использовании данного метода возможно повреждение проводов.

Современное состояние элементной базы силовой электроники открывает дополнительные возможности и стимулирует разработку новых методов борьбы с гололедными отложениями. Так, инновационным методом плавки гололеда является метод, основанный на скин-эффекте. Скин-эффект – это эффект уменьшения амплитуды электромагнитных волн в зависимости от степени их проникновения внутрь среды проводника. При протекании переменного тока электрические заряды под действием электромагнитных явлений внутри проводника вытесняются к его поверхности, и тогда в центральной части проводника плотность зарядов меньше, чем на периферии. Глубина проникновения тока имеет обратную зависимость от частоты колебания переменного тока, также ее называют глубиной скин-слоя.

При больших частотах ток практически существует только в тонком поверхностном слое, что приводит к увеличению удельного сопротивления проводника, в результате чего можно преобразовать большую часть энергии

высокочастотной электромагнитной волны в тепло. Скин-эффект вызывает предварительное оплавление прослойки льда, что облегчает последующее отделение после встряски при вибрационном методе избавления проводов от гололеда [7].

Для локальной плавки гололеда применяется мобильная установка, которая представляет собой контейнеровоз с электрооборудованием и дизельной электростанцией, обеспечивающей ее питание. Установка подключается к воздушной линии с помощью гибких кабелей и нагревает провода током. Рассмотренное техническое решение обеспечивает плавку гололеда на длине двух пролетов воздушной линии на фазных проводах и грозозащитном тросе.

При проведении плавки гололеда уменьшается надежность электроснабжения потребителей, так как некоторые методы требуют отключения части линий или увеличения нагрузки в определенном узле. Эффект же от плавки гололеда заключается в повышении надежности благодаря уменьшению количества аварий, происходящих на воздушных линиях в холодное время года. Полностью освободиться от недостатков каждого из представленных методов позволит технология гибких электропередач переменного тока, в составе которых используется преобразовательное оборудование, теоретически способное при необходимости обеспечить профилактический обогрев проводов, препятствующий образованию гололедных отложений.

В условиях эксплуатации целесообразно использовать Приказ Минэнерго России, который направлен на установление требований к оснащению воздушных линий схемами плавки гололеда и эксплуатации указанных схем, а также проведению плавки гололеда.

Из всего вышесказанного можно сделать выводы о повышении надежности электроснабжения при своевременном проведении плавки гололеда, о необходимости внедрения инновационных методов плавки

гололеда, а также об оценке возможности их применения при сохранении функциональной надежности электроснабжения потребителей.

5.1.2 Современные технологии при прокладке КВЛ

Так как ЛЭП Артемовская ТЭЦ – Промузел находится частично в селитебной зоне, необходимо рассмотреть инновационные технологии при строительстве подобных ЛЭП.

Кабельная линия — линия, предназначенная для передачи электроэнергии, отдельных её импульсов или оптических сигналов и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей (проводов, токопроводов) с соединительными, стопорными и конечными муфтами (уплотнениями) и крепежными деталями проложенная, согласно требованиям технической документации в коробах, гибких трубах, на лотках, роликах, тросах, изоляторах, свободным подвешиванием, а также непосредственно по поверхности стен и потолков и в пустотах строительных конструкций или другим способом.

Правила устройства электроустановок предусматривают кабельные силовые линии напряжением до 220 кВ. Кабельные линии от 220 кВ до 500 кВ выполняются по специальным проектам.

Монтаж кабельных линий происходит с применением специальной техники — натяжных гидравлических машин (лебедок), методом протягивания кабеля за трос-лидер по роликам через траншею или по лоткам, либо же напрямую через заранее заложённую трубу [12].

Места сопряжения воздушных линий с кабельными называются переходными пунктами. Их оптимальная конструкция и требования к достаточной величине сопротивления заземления – сложные вопросы, пока слабо освещённые в нормативных документах и публикациях.

Переходные пункты (ПП) воздушно-кабельных (кабельно-воздушных) линий имеют разнообразное исполнение как по составу оборудования, так и по способам его размещения. Помимо базовых для любого ПП кабельных муфт и ограничителей перенапряжений (ОПН), на ПП также могут быть установлены:

- конденсаторы связи и заградители;
- разъединители и даже выключатели;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Принимаемые технические решения зависят, например, от того, какая из задач возлагается на ПП – простой переход воздушной линии (ВЛ) в кабельную (КЛ) или же отпайка от ВЛ, выполненная кабелем. Также решения зависят от того, где именно на трассе ВЛ планируется кабельный участок.

Конденсаторы связи и заградители могут требоваться, если кабельный участок расположен не в средней части ВЛ, а примыкает к распределительному устройству. Разъединители незаменимы, если при помощи КЛ выполняется отпайка от ВЛ. Они могут оказаться полезны и на любой другой воздушно-кабельной линии, так как делают проще подготовку к испытаниям КЛ или к поиску места ее повреждения.

Измерительные трансформаторы на ПП ставят достаточно редко, хотя они помогли бы решить важную задачу – организацию селективного автоматического повторного включения линии, предполагающего разрешение на повторное включение, если повреждение было на участке ВЛ, и запрет, если на участке КЛ.

ОПН должны быть неотъемлемыми элементами любого ПП вне зависимости от длины ВЛ и КЛ. К сожалению, положения ПУЭ давно не обновлялись и до сих пор содержат утверждение, разрешающее не устанавливать ОПН при длине КЛ более 1,5 км. Ошибочность этого пункта ПУЭ доказана и расчетами, и опытом эксплуатации.

Оборудование ПП может быть расположено как на земле вокруг опоры ВЛ, так и непосредственно на самой опоре. В первом случае ПП становится компактным РУ, и требования к его заземлению указаны в нормативных документах. Во втором же случае ПП воспринимается не как РУ, а как опора ВЛ, и «привычное» сопротивление заземления здесь составляет 10–20 Ом и даже более [13].

Кабельные линии предназначены для передачи электроэнергии по одному или нескольким силовым кабелям с соединительными и концевыми муфтами. Силовые кабели состоят из одной, двух, трех или четырех изолированных токопроводящих жил, находящихся в герметичной защитной оболочке.

Токопроводящие жилы, медные или алюминиевые, могут быть однопроволочными и многопроволочными. Они изолируются друг от друга и от оболочки. Изоляция жил выполняется из резины, пластмассы или чаще всего из пропитанной кабельной бумаги.

Защитная оболочка защищает изоляцию жил кабеля от влаги и воздуха и выполняется из свинца, алюминия, поливинилхлорида и негорючей резины. Для предохранения оболочки от повреждений при наложении брони и изгибах кабеля на нее накладывается защитный покров, пропитанный антикоррозийным битумным составом. Броня, выполняемая из ленточной стали или оцинкованной проволоки, играет роль защиты оболочки от внешних механических воздействий. Снаружи кабель защищен защитным покровом на синтетической или битумной основе [15].

Для обозначения силового кабеля указывают его марку, а также номинальное напряжение и сечение жил. Маркировка зависит от материала токопроводящих жил, герметической оболочки и типа наружного защитного покрова.

Кабели и провода применяются для транспортировки информационных сигналов и/или электрической энергии. И спрос на них растет год от года: необходимо прокладывать новые кабельные линии, реконструировать или заменять старые тракты согласно регламенту их эксплуатации, ликвидировать последствия таких форс-мажорных факторов, как аварии, войны, природные явления — землетрясения, наводнения, обледенение, а также вибрация, избыточные ветровые нагрузки, коррозия и т. п.

В мире за последнее десятилетие произошло 2730 природных катастроф (35% — наводнения, 29% — ураганы). Успех производителя кабельной продукции на рынке определяется следующими характеристиками: отношение

цена/качество, соответствие требованиям современных и перспективных сфер применения и, как минимум, требованиям эксплуатации, закрепленным, в том числе, в национальных и международных стандартах. В целом же, спрос на кабельные изделия определяется характером и темпами развития отраслей, являющихся их потребителями.

Стандартный срок службы кабелей (время, в течение которого гарантируются их рабочие характеристики) — 25 лет. Затем возникает вопрос о замене кабелей и проводов на изделия новых поколений. Требования к последним, как правило, более жесткие и, кроме прочего, определяются характеристиками новых поколений оборудования, совместно с которым используется кабельная продукция.

Среди новейших разработок можно выделить кабели, обладающие сверхпроводимостью.

Исследования по использованию эффекта сверхпроводимости (явления, при котором электрическое сопротивление материалов исчезает при температуре $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$) ведутся на протяжении нескольких десятилетий. Так, в середине XX века на базе сверхпроводящих материалов и криогенной технологии, где в качестве охлаждающего вещества использовался жидкий гелий, появились низкотемпературные сверхпроводниковые (НТСП) технологии [14].

Новым витком в развитии сверхпроводниковых технологий стало открытие в 1986 году высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП). Их критическая температура перехода в сверхпроводящее состояние превышает температуру $77,3\text{ K}$ – температуру кипения жидкого азота при нормальном давлении.

Эта особенность позволила в качестве хладагента использовать более дешевый жидкий азот, упростить систему поддержания постоянной криогенной температуры, повысить степень ее надежности в процессе использования и тем самым минимизировать эксплуатационные расходы.

Широкие перспективы практического применения ВТСП-кабеля открылись в начале 2000-х с появлением сверхпроводников, изготовленных на основе иттриевых керамик. Увеличенная плотность тока в сумме с возможностью использования более дешевых компонентов позволяет говорить о том, что при массовом производстве стоимость изготовления ВТСП-проводов может составить 20-30 долларов за 1 кА/м. Это делает их производство экономически более выгодным и повысит конкурентоспособность продукции по отношению к кабелям традиционного исполнения [15].

По сравнению с обычной медной кабельно-проводниковой продукцией кабели нового поколения могут передавать в 5-10 раз больше электроэнергии при более низком напряжении. Кроме того, с их помощью возможно существенно уменьшить размер подстанций. По оценкам экспертов, наряду со снижением затрат на монтаж и эксплуатацию подстанционного электрооборудования, размер энергообъекта может быть уменьшен до 1/12 по сравнению с обычной подстанцией. Также за счет перехода на низкие напряжения внедрение СП-кабелей позволяет отказаться от использования трансформаторных подстанций и экономить на строительстве передающей и распределительной инфраструктуры.

Расширенные возможности могут быть использованы в процессе реализации новых проектов городского строительства. Как известно, потребность в создании сверхпроводящей инфраструктуры для передачи и распределения электрической энергии начала остро ощущаться в центрах мегаполисов еще в начале XXI века.

5.4 Выбор силовых трансформаторов

Силовой трансформатор — электротехническое устройство в сетях электроснабжения (электросетях) с двумя или более обмотками (трансформатор), который посредством электромагнитной индукции преобразует одну величину переменного напряжения и тока в другую величину переменного напряжения и тока, той же частоты без изменения её передаваемой мощности.

Также силовым трансформатором называют понижающий трансформатор, входящий в состав вторичных источников электропитания различных устройств и аппаратуры, обеспечивающий их питание от бытовой электросети.

Принцип работы любого силового трансформатора заключается в явлении электромагнитной индукции. На первичную обмотку подается переменный ток, который образует в магнитопроводе переменный магнитный поток. Это происходит за счет его замыкания на магнитопроводе и образования сцепления между обмотками, индуцируя ЭДС. Нагрузка, подключенная ко вторичной обмотке, приводит к образованию в ней напряжения и тока.

Конструктивно, для получения любого напряжения на вторичной обмотке, используется необходимое соотношение витков между обмотками. Силовой трансформатор обладает свойством обратимости. Иными словами, он может быть использован и для повышения, и для понижения напряжения. В большинстве случаев силовой трансформатор применяется для решения определенных задач. Например, конкретно повышать или понижать напряжение. У повышающего трансформатора напряжение на первичной обмотке ниже, чем на вторичной.

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 13:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (12)$$

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

N – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 1.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{2 \cdot 0,7} = 5,7 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН-6300/110. Номенклатура трансформатора:

Т – трехфазный;

Д – масляный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой.

Чертеж трансформатора представлен на рисунке 11.

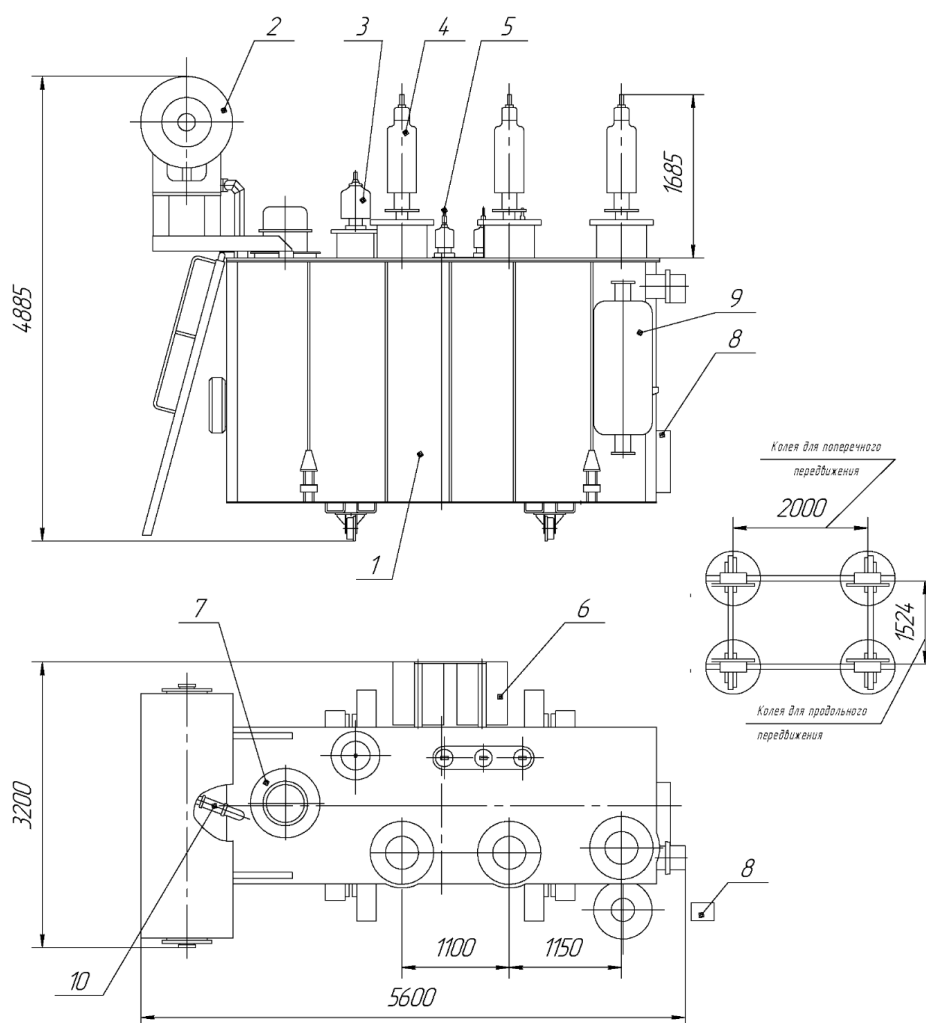


Рисунок 11 – Трансформатор ТДН-6300/110

На рисунке 11:

1. Бак трансформатора;
2. Расширитель;
3. Ввод 0 ВН
4. Ввод ВН
5. Ввод НН;
6. Радиатор панельный;
7. Устройство РПН;
8. Шкаф;
9. Фильтр термосифонный;
10. Реле Бухгольца.

Параметры трансформатора представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры трансформатора ТДН-10000/110

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			ВН	НН
ТДН-6300/110	6300	Y _H /D-11	115	10,5

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (13)$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,64.$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Проверим загрузку трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{3,ПА} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{НОМ}} \quad (14)$$

$$K_{3,ПА} = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{6,3} = 1,24.$$

При расчёте послеаварийного режима в ПВК RastrWin3 было выявлено, что трансформаторы на ПС Шевелевка не перегружаются выше максимальной величины загрузки в аварийном режиме $K_{3,ПАВ}=1,4$. Исходя из этого, проверка теплового режима трансформатора не требуется.

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

В настоящее время при разработке проектной документации технико-экономическое сравнение вариантов конструктивного исполнения РУ ПС на этапе разработки основных технических решений проводится на основании сопоставления капитальных вложений в строительство и не учитывает издержки, которые несет хозяйствующий субъект в процессе эксплуатации ПС. При этом, зачастую, вариант с минимальными капитальными вложениями характеризуется впоследствии завышенными эксплуатационными издержками, что негативно отражается на финансовых показателях собственника объекта. Для корректного анализа экономической эффективности проектов необходимо проводить сопоставление дисконтированных затрат по каждому варианту, учитывающих финансовые вложения в объект в течение всего срока его службы.

Технико-экономическому сопоставлению в рамках основных технических решений в обязательном порядке подвергаются варианты, равноэффективные с технической точки зрения, в частности, удовлетворяющие поставленным требованиям по надежности на основании действующих отраслевых и корпоративных нормативно-технических документов. Так, на момент проведения экономического сопоставления для сравниваемых вариантов должны быть однозначно определены:

- схемы распределительных устройств;
- компоновочные решения;
- конструктивное исполнение силовых коммуникаций;
- решения по площадке и заходам ЛЭП;

- способ установки силового трансформаторного и реакторного оборудования (открыто, в камерах);
- наличие на ПС систем плавки гололеда переменным и постоянным током;
- наличие на ПС (при ее комплексном техническом перевооружении и реконструкции) зданий и сооружений, допустимых к дальнейшей эксплуатации;
- условия эксплуатации.

6.1. Расчет капиталовложений

Капитальные вложения представляют собой затраты материальных, технических и трудовых ресурсов в денежной форме, направленные на воспроизводство основных фондов. Это затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий. При строительстве создаются новые производственные мощности в виде самостоятельных предприятий, филиалов и отдельных производств. Кроме того, к новому строительству относится строительство на новой площади объекта взаимоликвидируемого предприятия, при эксплуатации которого достигаются лучшие по сравнению с ликвидируемым предприятием экономические показатели по техническим или санитарно-техническим требованиям.

Расширение действующих предприятий, строительство дополнительных зданий и сооружений на действующих предприятиях осуществляются в целях увеличения мощности или пропускной способности зон технического обслуживания и ремонта.

Капитальные вложения (К), как и все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в прогнозных ценах одного уровня и по источникам равной достоверности.

Расчеты капитальных вложений при отсутствии сметных данных могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости линий и

ПС с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов.

Одни и те же элементы, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются.

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [9]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (15)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (16)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат.

Расчёт капиталовложений приведён в приложении Д.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Капиталовложения в сооружение ВЛ

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в строительство ВЛ	1235744	1844803
Капиталовложения в строительство ПС	187860	243410
Итого:	1423604	2088213

Из расчета капиталовложений видно, что подключение ПС Шевелевка в отпайку линий Артемовская ТЭЦ – ПС Муравейка и линии Артемовская ТЭЦ – Промузел дешевле, чем подключение ПС Шевелевка в рассечку линии Артемовская ТЭЦ – ПС Муравейка.

6.2. Расчет эксплуатационных издержек

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (17)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (18)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$; $\alpha_{тэоПС} = 5,9\%$ - для 110 кВ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [1]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (19)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 2,7 руб/ МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (20)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета издержек приведены в таблице 14:

Таблица 14 – Издержки

Издержки, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	20969	29119
Амортизационные издержки	71180	104410
Издержки на потери электроэнергии	699153	681414
Итого:	791303	814944

В данном случае издержки варианта № 2 больше.

6.3. Оценка экономической эффективности проекта

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

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта [9].

Выручка от реализации проекта:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (21)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, для данного варианта составляет 65700 МВт·ч;

N – количество потребителей;

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя, тыс.руб/МВт·ч ;

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 65700 \cdot 3,97 \cdot 1 = 260829 \text{ тыс.руб./год}$$

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

$$П_{чt} = П_{бt} - Н_t = O_{Pt} - И_t - Н_t ; \quad (22)$$

где O_{Pt} – стоимостная оценка результатов без НДС;

$И_t$ – суммарные эксплуатационные издержки в год.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{бt} = O_{Pt} - И_t; \quad (23)$$

$$П_{бt} = 260829 - 39565 = 221264 \text{ тыс.руб./год}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$Н_t = 0,2 \cdot (П_{бt}); \quad (24)$$

$$Н_t = 0,2 \cdot 221264 = 44252 \text{ тыс.руб./год}$$

Прибыль от реализации после вычета налога:

$$П_{\text{чт}} = 221264 - 44252 = 177012 \text{ тыс.руб./год}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [1]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = П_{\text{ч.м}} + И_{\text{м.т}} - K_t, \quad (25)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (26)$$

где $d = 12\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 13 и 14.

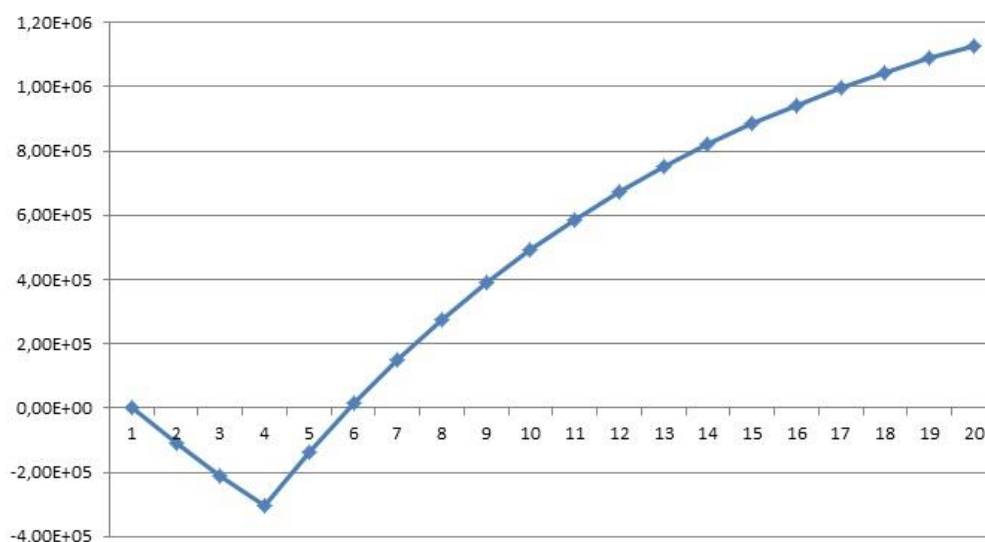


Рисунок 13 – График ЧДД для первого варианта

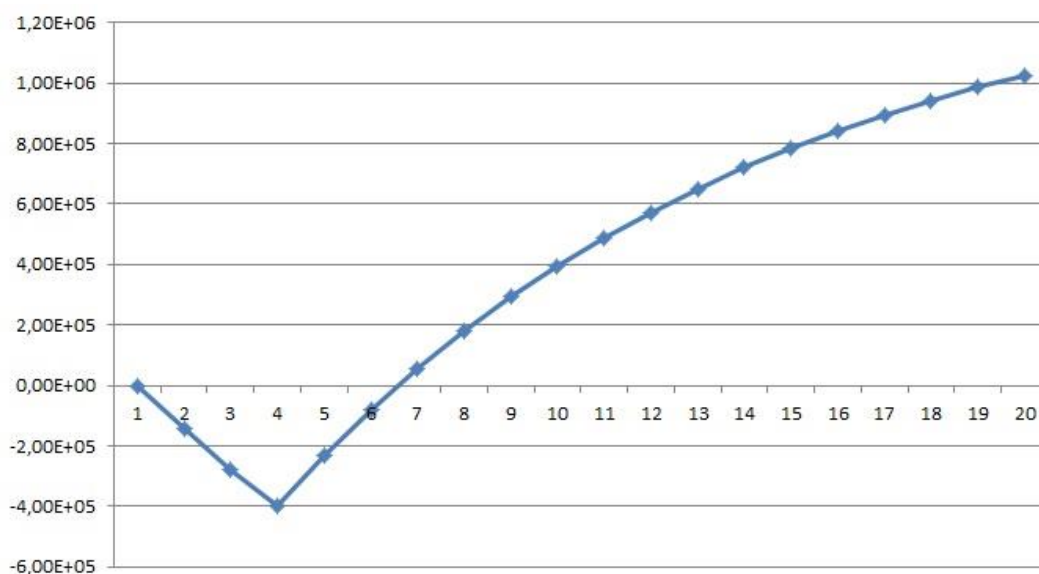


Рисунок 14 – График ЧДД для второго варианта

Очевидно, что первый вариант развития имеет преимущество: его ЧДД больше, чем ЧДД варианта 2, а срок окупаемости меньше.

6.4. Расчет надежности

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Понятие надежности тесно связано с понятиями работоспособности и отказа.

Работоспособность – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном объеме или частично. Состояние называется полностью работоспособным, если все заданные функции выполняются полностью. Если ни одна из функций не выполняется, то имеет место неработоспособное состояние. Во всех других случаях объект частично работоспособен.

Случайное событие, заключающееся в переходе от полностью работоспособного к частично или неработоспособному состоянию, представляет собой отказ работоспособности.

Отказом называется событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние. Понятие отказа – одно из основных в теории надежности.

Отказы классифицируются по ряду признаков:

- по степени нарушения работоспособности – полные и частичные;
- по связи с отказами других объектов – независимые и зависимые;
- по характеру процессов проявления – внезапные и постепенные;
- по времени существования – устойчивые и неустойчивые.

Для каждого эквивалентного элемента рассчитываются следующие показатели:

- параметр потока отказов, ω_C ;
- коэффициент вынужденного простоя, $K_{П.С.}$;
- коэффициент готовности, $K_{Г.С.}$;
- время восстановления, $t_{В.С.}$.

Предварительный расчет (коэффициентов готовности для каждого элемента):

Коэффициент готовности для каждого элемента:

$$K_{\Gamma i} = \frac{t_{pi}}{t_{pi} + T_{Bi}} \quad (27)$$

где t_{pi} время безотказной работы (для установившихся режимов):

$$t_{pi} = \frac{1}{\omega_i} \quad (28)$$

где ω_i - средний параметр потока отказа, 1/год

Параметр потока отказов для выключателя:

$$\omega_Q = \omega_{CT} + \omega_{ABT} \sum (1 + a_i K_{АПВi}) \omega_i + \omega_{ОП} N_{ОП} \quad (29)$$

где ω_{CT} - параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии, 1/год

ω_{ABT} - параметр потока отказа выключателя при автоматическом отключении повреждения

a_i - относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента

$K_{АПВi}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ

$\omega_{ОП}$ - параметр потока отказа при оперативных переключениях

$N_{ОП}$ - число оперативных переключений

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных последовательно:

$$\omega_c = \Sigma \omega_i \quad (30)$$

$$K_{П.С.} = \Sigma \omega_i t_{B_i} \quad (31)$$

$$K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Г_i} = \prod_{i=1}^n p_i \quad (32)$$

$$t_{B.C.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c} \quad (33)$$

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных параллельно:

$$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{j=1}^n \omega_j t_{B_j} \quad (24)$$

$$K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{B_i} \quad (35)$$

$$K_{Г.С.} = 1 - K_{П.С.} \quad (36)$$

$$t_{B.C.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c} \quad (37)$$

Составляем схемы замещения обоих вариантов подключения ПС Шевелевка в сеть для расчета надежности:

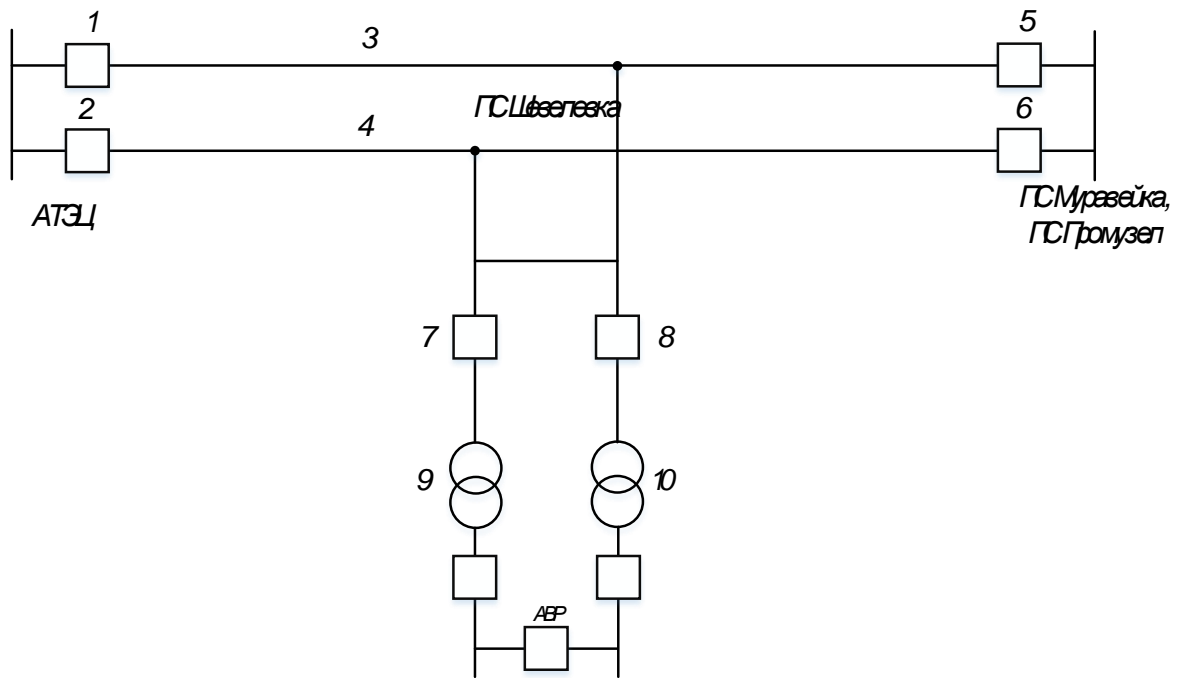


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета надежности варианта 1

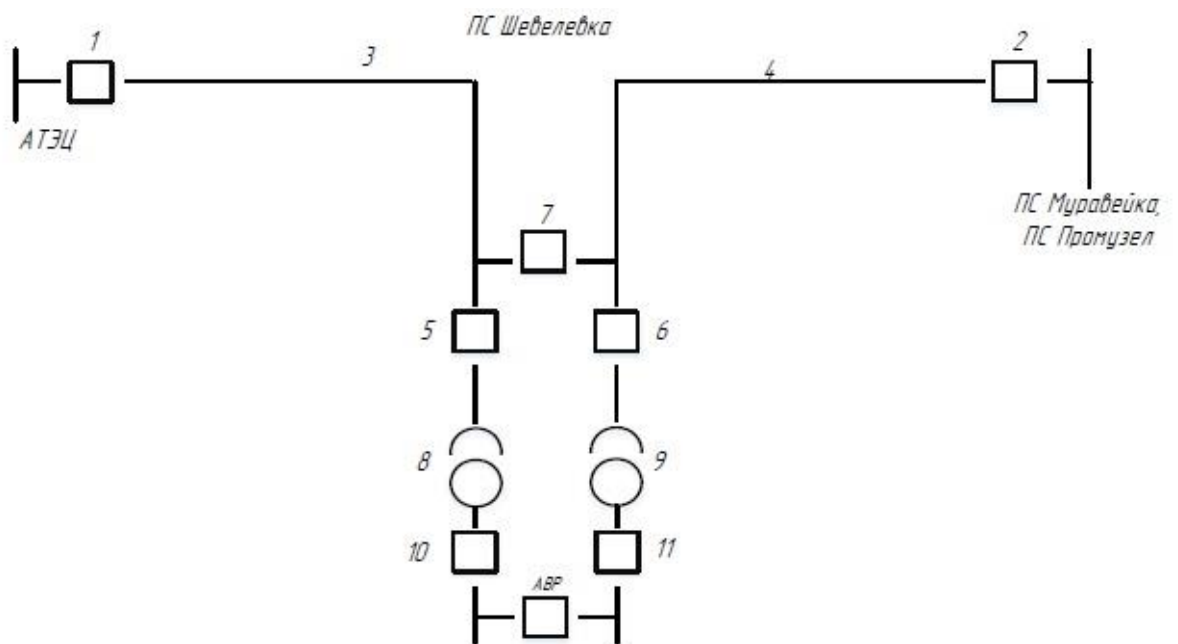


Рисунок 16 – Схема замещения для расчета надежности варианта 1

Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения состоит из внезапного и основного ущербов. Ущерб, связанный с фактом внезапности отключения (перерыва электроснабжения) $U_{вн}$, приводит к повреждению основного оборудования и инструментов, порче сырья и материалов, браку

продукции, расстройству сложного технологического процесса. Основной ущерб Y_0 определяется величиной недоданной потребителю электроэнергии, в результате чего наблюдается недовыпуск продукции, простой рабочей силы.

Основной ущерб определяется по выражению:

$$Y_{осн} = Y_0 W_{\Sigma} \quad (38)$$

где Y_0 - средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт·ч, значения которого приведены в [8].

Ущерб внезапности $Y_{вн}$ рассчитывается по формуле:

$$Y_{вн} = Y_{0вн} P_{треб} , \quad (39)$$

где $Y_{0вн}$ - удельный ущерб внезапности при полном отключении схемы при расчетной продолжительности отключения равной $t_{пер} = q_{пер} T_{г}$, [8];

$P_{треб}$ - максимальная мощность потребителя.

Суммарный ущерб равен:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (40)$$

Расчет показателей надежности приведен в приложении Ж. В соответствии с расчетом надежности выбираем вариант подключения ПС Шевелевка в рассечку ВЛ Артемовская ТЭЦ – Муравейка.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110 кВ ПС Муравейка, ПС Промузел, шинах ОРУ 110 кВ Артемовской ТЭЦ, и непосредственно на шинах проектируемой ПС Шевелевка, на шинах 110 и 10 кВ.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Случаи двойных коротких замыканий на землю допускается в общем случае не учитывать.

В соответствии с ГОСТ 26522-85 все короткие замыкания подразделяются на удаленные и близкие. КЗ считается удаленным, если амплитуды периодической составляющей тока статора данной электрической машины в начальный и произвольный моменты КЗ практически одинаковы, и близким, если эти амплитуды существенно отличаются. Обычно под электрической удаленностью расчетной точки КЗ от какого-либо источника энергии понимают приведенное к номинальной мощности и номинальному напряжению источника внешнее сопротивление, которое оказывается включенным между источником и точкой КЗ в момент возникновения КЗ. Однако такой способ оценки удаленности применим лишь в тех случаях, когда различные источники энергии связаны с расчетной точкой КЗ независимо друг от друга. Более универсальной величиной, которая в полной мере характеризует электрическую удаленность расчетной точки КЗ от произвольного источника энергии и может быть сравнительно легко определена в схеме любой конфигурации и при любом числе источников энергии, является отношение действующего значения периодической составляющей тока источника энергии (генератора, синхронного компенсатора, электродвигателя) в начальный момент КЗ к его номинальному току.

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3 [8].

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l \quad (41)$$

Среднее значение отношения X_o/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_{o} \cdot l \quad (42)$$

Алгоритм расчета ТКЗ в ПБК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (43)$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [4].

Таблица 15 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 110 кВ АТЭЦ	32,7	9,5	77,8
Шины 110 кВ Муравейка	1,44	0,37	3,52
Шины 110 кВ Промузел	1,23	0,3	3,01
Шины 110 кВ Шевелевка	1,9	0,5	4,6
Шины 10 кВ Шевелевка	0,9	0,43	2,2

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (44)$$

$$I = \frac{\sqrt{7,5^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 511 \text{ А}$$

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3 и рабочего максимального тока.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Применение элегазового оборудования в электроэнергетике

Шестифтористая сера SF₆ (элегаз) относится к электроотрицательным газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре (20°C) и давлении 0,1 МПа представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре 30°C - 138,5 м/с (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами.

Чистый элегаз негорюч, бесцветен, инертен, нагревостоек до 800°C. Также он не имеет запаха и совершенно не ядовит. В химическом отношении элегаз так же неактивен по отношению к другим веществам, как и азот. Одним из немногочисленных недостатков элегаза является способность разлагать влагосодержащие синтетические изоляционные материалы при соприкосновении с ними. Поэтому рекомендуется применять в элегазовых конструкциях стойкие изоляционные материалы, например, тефлон.

К недостаткам элегаза следует отнести высокую температуру сжижения. При давлении 1,5 МПа она составляет всего 6°C. Чтобы избежать сжижения элегаза, в выключателях с высоким давлением гасящей среды предусматривают автоматические нагреватели, поддерживающие постоянную температуру элегаза. Кроме того, опыт и специальные исследования показали, что под влиянием электрической дуги или коронного разряда (теплоты) происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды сред SF₂, SF₄.

Одним из недостатков использования элегаза является опасность для обслуживающего персонала и окружающей среды полученных, в результате электрохимической реакции, веществ. Действительно, вследствие возникновения электрической дуги в объеме, заполненном гексафторидом серы, образуются такие вещества, как низшие фториды и соединения серы, а также, при определенных условиях – наличие хотя бы малого количества влаги, велика вероятность появления плавиковой кислоты и агрессивных соединений фтороводорода. Физически, это можно ощутить сразу же после вскрытия полюса выключателя после коммутации, по наличию в воздухе специфического серного запаха.

На практике, для нейтрализации этого негативного фактора, используются полностью герметичные элегазовые коммутационные аппараты с установленными внутри фильтрами – адсорберами, которые активно поглощают влагу и продукты разложения газа. Твердые продукты разложения при этом оседают на дне самого коммутационного аппарата. Во избежание различных негативных последствий, демонтаж, ремонт либо утилизация элегазового аппарата должны проводиться обученным персоналом, с применением специальных технологий и соответствующего оборудования. Следующей опасностью при использовании гексафторида серы является текучесть этого газа.

Несмотря на то, что элегаз, действительно, настолько текуч, что просачивается не только через разъемные уплотнители, но и просто через металл оболочки, на практике, объем улетучившегося вещества ничтожно мал. Например, при использовании элегаза в КРУЭ, давление внутри которых соответствует 5-7 атмосферам, нормативное значение годовой утечки газа не должно превышать 0,5 – 1 %. Практические замеры реальных значений этого показателя говорят о том, что это число гораздо меньше требуемого нормами эксплуатации. Вместе с тем, коммутационные аппараты конструктивно изготавливаются таким образом, чтобы было возможным осуществлять отключение электропитания при пониженном давлении и выполнять

коммутацию рабочих токов при нулевом избыточном давлении. Что обязательно подтверждается испытаниями готовой продукции. Внутри объема КРУЭ или коммутационного аппарата так же проверяют электрическую прочность устройства, при изготовлении используют современные уплотнители, которые не подвержены деформациями и устойчивы к воздействию продуктов разложения гексафторида. Так же необходимо учесть, что в моноблоках, используемых при средних значениях напряжений, отсутствуют разъемные соединения.

Еще одним недостатком использования элегазовых коммутационных аппаратов является их повышенная взрывоопасность. Такая ситуация возможна из-за того, что при появлении короткого замыкания «на корпус» возможно возникновение устойчивой дуги, что приводит к скачкообразному повышению давления внутри аппарата. Один из многих механизмов защиты от этого явления – обязательное оснащение аппаратов КРУЭ клапанами для сброса избыточного давления. Практически, уровень взрывоопасности современных элегазовых коммутационных аппаратов не выше уровня взрывоопасности кухонной скороварки.

При использовании элегаза необходимо учитывать тот факт, что при снижении температуры часть его переходит в жидкое состояние и снижается давление внутри аппарата. Как было описано выше, данные физико-химические свойства газа учитываются производителями в процессе изготовления коммутационных аппаратов при обеспечении их электрической прочности. А для обеспечения дугогасящей способности, при эксплуатации в условиях ХЛП, применяют смесь элегаза с азотом или просто нагревают сам аппарат. Кроме того, предполагается, что КРУЭ устанавливаются в отапливаемых помещениях. Главным преимуществом в использовании гексафторида серы является его дугогасительная способность, которая в несколько раз больше чем у воздуха. Процесс гашения электрической дуги в элегазе более продолжительный и 7 плавный. Особенность процесса заключается в том, что при «околонулевых» значениях тока поддерживается стержень дуги и обрывается именно в

последний момент перехода через ноль. Недостатком можно считать тот факт, что при значениях 0,62 – 0,68 I_{ном.} возникает такой режим работы коммутатора, вследствие которого возможен отказ выключателя. В последнее время производителями оборудования тщательно исследуется данная проблема, и все экземпляры проходят обязательную проверку.

Ещё одним плюсом считается высокая надежность при эксплуатации, поскольку находящиеся внутри закрытой оболочки первичные проводники полностью защищены от любых внешних воздействий. Минимальное использование синтетических материалов снижает возможность возгорания. Изоляция газом SF₆ обеспечивает полную защиту от окисления контактов и винтовых соединений. А это означает, что оборудование, по мере своего старения, не снижает своей способности проводить ток. Также отсутствует и снижение изоляционной прочности, в связи с внешними факторами.

Элегаз применяется как основная изоляция в высоковольтных трансформаторах тока и напряжения, кабелях, трансформаторах, ячейках КРУЭ, а также как среда для гашения дуги в элегазовых выключателях. Применение элегаза повышает величину тока отключения и уменьшает само время отключения. По электрической прочности элегаз выигрывает у воздуха в 2,5 раза. Воздух берется в сравнение, так как до элегазовых выключателей использовались воздушные. Выигрышно высокие значения диэлектрической и электрической прочностей позволяет уменьшить размеры электрооборудования без уменьшения эксплуатационных характеристик. Например, уменьшая размеры выключателей автоматически уменьшаются и габариты распределительного устройства. Также элегаз обладает способностью захватывать свободные электроны, образуя малоподвижные ионы, повышая этим электрическую прочность.

Элегазовые выключатели обладают максимально высокой устойчивостью к самым строгим требованиям: выключение от питания максимальных токов короткого замыкания и бесперебойное напряжение токов громадных нагрузок. Элегазовые выключатели отличаются комфортабельностью в эксплуатации.

Для стабильной работы элегазовых выключателей содержание влаги в элегазе не должно быть выше сто миллионных долей по объёму. Для выполнения требуемого условия в течение меж ревизионного срока (примерно 10 лет) нужна сушка элегаза перед использованием оборудования и принятие мер, которые требуются для поддержания влажности на допустимом уровне.

В настоящее время элегаз начал широко применяться и в высоковольтных кабелях и токопроводах. Использование элегаза в высоковольтной изоляции кабелей объясняется очень высокой пропускной способностью элегаза, такие кабели применяются: в передаче электроэнергии в районы с многочисленной плотностью промышленных предприятий и обеспечивают соединение электрических станций с трансформаторными подстанциями или распределительными устройствами. Элегаз может применяться и в трансформаторах, так как характеристики, позволяющие использовать электрический газ во внутренней изоляции трансформатора, не только отвечают строгим требованиям, но и превосходят изоляции с иными наполнителями: высокий коэффициент теплоотдачи, негорючесть, нетоксичность, легкий вес, а высокая эксплуатационная безопасность нашла своё применение и в горной промышленности.

Конструктивными особенностями данного трансформатора напряжения являются:

- Взрывобезопасность;
- Пожаробезопасность;
- Минимальная утечка элегазовой изоляции (менее 0.1%);
- Наличие надёжных уплотнений, обеспечивающих тем самым герметичность конструкции, что важно при резких перепадах температуры окружающей среды.

Положительными качествами силового трансформатора с элегазовой изоляцией являются:

- Негорючесть данной изоляции;

- Отсутствие взрывоопасности;
- Компактность;
- Отличное сопряжение с коммутационной элегазовой аппаратурой.

При возникновении внутреннего короткого замыкания на корпус может возникнуть устойчивая дуга, которая приводит к резкому росту давления внутри объёма. Одним из механизмов предотвращения подобных ситуаций является оснащение аппаратов и КРУЭ клапанами сброса избыточного давления. Также газ представляет опасность для здоровья сотрудников предприятий и может стать причиной проблем, связанных с безопасностью производства. Угроза может возникнуть при ремонте или утилизации, когда закрытый объем элегазового оборудования или моноблока вскрывается и продукты разложения вступают в реакцию с влагой в воздухе. Кроме того, элегаз характеризуется высокой текучестью: вещество способно просачиваться не только через разъемные уплотнения, но даже сквозь некачественную металлическую оболочку. Помещения, где производятся работы с элегазовым оборудованием, должны быть оснащены приточновытяжной вентиляцией, что требует дополнительных финансовых вложений.

Устанавливаемые в закрытых помещениях распределительные устройства стали новым этапом развития энергетики в сфере работ по запуску 13 электроподстанций. Именно компактное оборудование с высокими показателями изоляции сделало возможным создание закрытых распределительных устройств (ЗРУ) на высокие напряжения. Одним из основных достоинств КРУЭ является их высокая надежность, обеспечиваемая высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Площадь, занимаемая КРУ с напряжением 110, 220 кВ, может быть уменьшена в 10-15 раз за счет использования элегаза. В элегазовых КРУ (КРУЭ) элегаз используется и как изолирующая, и как дугогасящая среда. Заключение в металлические оболочки токоведущих цепей высокого напряжения (экранирование) резко снижает

уровень радиопомех. Применение элегазовых выключателей, работающих без выброса газа в окружающую среду, делает работу КРУЭ бесшумной. На самой большой гидроэлектростанции на Дальнем Востоке Бурейской ГЭС установлено КРУЭ 500 кВ.

На подстанциях, со стеснёнными условиями нашли своё применение болки PASS M0 включающие в себя как сам выключатель, так и разъединители, ТТ, а в ряде случаев ТН. Элегазовые ячейки PASS M0 компании ABB T&D имеют модульную конструкцию, компактны и позволяют объединить в одном модуле силовой выключатель, один или несколько разъединителей и заземлителей, трансформаторы тока, вводы, подсоединяемые к одной или двум системам сборных шин. Ячейка PASS M0 содержит все оборудование, необходимое для функционирования высоковольтного распределительного устройства наружной установки и позволяет реализовать любые схемы соединения и выполнить любую компоновку подстанции.

Если для управления ячейкой PASS M0 используется электронный блок, то дополнительно может быть реализована функция измерения высокого напряжения. Все элементы ячейки, находящиеся под напряжением, заключены в заземляемый алюминиевый корпус, заполненный элегазом или смесью элегаза с азотом. Элементы каждой фазы находятся в отдельном корпусе. На подстанциях, собранных из таких ячеек, отсутствуют традиционные сборные шины, так как они реализованы внутри ячейки.

Изучив свойства и характеристики элегаза, мы убедились в его преимуществе перед другими изоляционными средами. Отсюда можно сделать вывод, что элегазовое оборудование является надёжным и его роль в электроэнергетике велика. На различных подстанциях проходят модернизации с заменой устаревших аппаратов на элегазовые аналоги. Данная процедура позволяет увеличить надёжность электроснабжения потребителей и исключить возникновение различных аварийных ситуаций. В данном разделе мы рассмотрим тенденцию замены различных типов выключателей на элегазовые. \

В период 2016 – 2020 годов насчитывается более 400 инвестиционных проектов, проводимых ПАО «ФСК ЕЭС» по вводу в эксплуатацию элегазовых аппаратов. На объектах АО «ДРСК» за последние 2 года реализовано 9 проектов с установкой элегазовых выключателей, с общим числом аппаратов равным 45 шт.

В инвестиционные программы вкладываются значительные суммы средств, что говорит о целесообразности и перспективе переоснащения энергообъектов на данные аппараты.

В настоящее время в ходе нового строительства, реконструкции и модернизации электрических подстанций, применение всей линейки элегазового оборудования на напряжениях 110 кВ занимает серьёзную нишу. Устанавливаются высоковольтные выключатели, ячейки КРУ, трансформаторы тока и напряжения. Переоснащение энергообъектов элегазовыми аппаратами позволяет исключить риск попадания трансформаторного масла в почву и водоёмы, что сказывается на экологической безопасности использования данного типа изоляции. Применение силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией пока является единичным и направленным на исследование и изучение такого оборудования. Однако, по мере ужесточения требований к пожарной безопасности энергообъектов и необходимости строительства ПС в подземном исполнении в крупных мегаполисах, их применение станет просто объективной необходимостью.

8.2 Выбор оборудования ПС Шевелевка

К установке на ПС Шевелевка предлагается КРУЭ ЯГК-110 производителя ОАО «Энергомеханический завод» - крупнейшего отечественный производитель современного высоковольтного электротехнического оборудования, в том числе комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

КРУЭ типа ЯГК-110 является представителем современного поколения элегазовых распределительных устройств. Основные преимущества ячеек ЯГК-110 это плотная компоновка, которая позволяет полностью смонтировать

ячейку на общей раме, что удобно для стыковки с соседними ячейками и позволяет транспортировать ее на место монтажа в собранном виде на грузовых машинах.

Контейнерное КРУЭ – это ячейка КРУЭ в сборе, заключенная в специализированный контейнер.

В основу интегрированных решений лежит зарекомендовавшая себя технология комплектных распределительных устройств АББ. Сроки изготовления контейнерного и КРУЭ стандартного исполнения одинаковые. За счет компактности решения время, затрачиваемое на монтаж и установку оборудования, может быть сокращено вдвое. Существенно сокращаются временные и материальные затраты проекта на строительную часть. Контейнерное КРУЭ требует минимальных фундаментов. В объем поставки, входит полная установка оборудования на объекте, включая систему контроля и защиты, а так же все вторичные контрольные кабели.

Контейнерное КРУЭ с номинальными параметрами до 170 кВ, 4000 А, 63 кА – решение для проектов со сжатыми сроками введения в рабочую эксплуатацию, для аварийных резервов и в случаях, когда требуемые сроки монтажа оборудования минимальны. Контейнерное КРУЭ идеальное решение для отрасли нефти и газа, металлургических и горнодобывающих предприятий. Готовые контейнеры мобильны и могут быть легко перевезены с одного объекта на другой.

Преимущества

- Короткий срок поставки и установки оборудования ввиду компактности решения
- Снижения общих затрат по проекту за счет сокращения строительных работ
- До 80% экономии занимаемой площади по сравнению с ОРУ
- Идеально решение для территорий с агрессивной окружающей средой
- Модульный дизайн существенно упрощает транспортировку сборных контейнеров между объектами

КРУЭ ЯГК Может быть выполнено в виде одного или нескольких контейнеров.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУЭ ЯГК-110

<i>Наименование параметра</i>		<i>Значение</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
Номинальное напряжение, кВ		До 126 кВ	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$
Номинальный ток, А	линейной ячейки	3150	$I_{P.MAX} = 43 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{P.MAX}$
	сборных шин	3150		
Номинальный ток отключения выключателя, кА		40	$I_{по} = 1,9 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} \geq I_{по}$
Ток электродинамической стойкости, кА		100	$i_{уд} = 4,6 \text{ кА}$	$i_{пик} \geq i_{уд}$
Ток термической стойкости, кА		40	$B_K = 4,6^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 72,03 \text{ кА}^2 / \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Время протекания тока термической стойкости, с		3		

Выбранное КРУЭ соответствует условиям и может быть принято к установке.

Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН). КРУ широко применяются в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства. В частности, КРУ применяют на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности (нефтепроводы, буровые установки), в схемах энергопотребления судов.

Среди шкафов КРУ, отдельно выделяют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности городской застройки).

Как правило, шкаф (ячейка) КРУ разделён на 4 основных отсека: 3 высоковольтных — кабельный отсек (ввода или линии), отсек выключателя и отсек сборных шин и 1 низковольтный — релейный шкаф.

- В релейном отсеке располагается низковольтное оборудование: устройства РЗА, переключатели, рубильники. На двери релейного отсека, как правило, располагаются светосигнальная аппаратура, устройства учёта и измерения электроэнергии, элементы управления ячейкой.

- В отсеке выключателя располагается силовой выключатель или другое высоковольтное оборудование (разъединительные контакты, предохранители, ТН). Чаще всего в КРУ это оборудование размещается на выкатном или выдвижном элементе.

- В отсеке сборных шин располагаются силовые шины, соединяющие шкафы секции РУ.

- Отсек ввода служит для размещения кабельной разделки, измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ОПН.

Заводами изготавливаются ячейки комплектных распределительных устройств разного назначения, которые подразделяются:

- по функциональному назначению — вводные, линейные, собственных нужд, трансформаторов напряжения и проч.;

- по типу вводных и отходящих линий — для воздушного ввода или вывода, для кабельного ввода или вывода;

- по назначению — общего назначения, для питания экскаваторов, для электротранспорта и т. д.;

- по типоразмеру — для одиночного применения и для встраивания в сборку КРУ;

- по типу установки — для применения внутри помещений и для наружного применения (КРУН);

- по величине номинального тока;

- по конструктивному исполнению видимого разрыва (в целях безопасности работы на линиях) — с разъединителями и коммутационным аппаратом в выдвижном исполнении (на тележке).

Для различия ячеек одного типа и марки, но имеющие разное функциональное назначение (иногда и разный тип ввода или вывода), завод-изготовитель присваивает им каталожные номера.

В данной магистерской диссертации целесообразно на низкую сторону ПС Шевелевка принять КРУ серии К – 104.

Комплектные распределительные устройства серии «К-104» предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6-10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Камеры применяются в составе РУ напряжением 6(10) кВ при строительстве, расширении и реконструкции следующих объектов:

- сетевых подстанций;
- главных понизительных подстанций промышленных предприятий;
- подстанций объектов нефтегазовой отрасли;
- подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей;
- комплектных трансформаторных подстанций высокой степени заводской готовности;
- распределительных и трансформаторных подстанций;
- тяговых подстанций городского электрического транспорта и метрополитена.

Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка в процессе эксплуатации может занимать три положения: рабочее, испытательное, и ремонтное. На выкатной тележке монтируется оборудование такое как трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные параметры шкафа КРУ серии К -104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09-10Т2
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 511 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$

Таким образом, в данном разделе проведена обзорная характеристика элегазового оборудования, приведены достоинства и недостатки, возможности применения. Выбрано оборудование высокой и низкой сторон подстанции: КРУЭ на напряжение 110 кВ и КРУ на напряжение 10 кВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети. Выявлены слабые места электрической сети для рассматриваемого участка.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования. Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование ПС Шевелевка, выбраны необходимые элементы электрической сети с целью повышения ее функционирования.

Выполнены расчёты нормальных и аварийных режимов до и после развития сети, расчет токов короткого замыкания.

Достигнута поставленная цель – разработка оптимального варианта подключения ПС Шевелевка с применением инновационного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2017-2021 годы [Электронный ресурс]. URL: https://www.primorsky.ru/authorities/executiveagencies/departments/energy/structure/sipr.php?sphrase_id=5927050 (Дата обращения: 28.04.2021).

2 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2021-2025 годы [Электронный ресурс]. URL: https://www.primorsky.ru/authorities/executiveagencies/departments/energy/structure/sipr.php?sphrase_id=592705 (Дата обращения: 28.04.2021).

3 Артемовская ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская_ТЭЦ (дата обращения: 28.04.2021).

4 Владивостокская ТЭЦ-2 [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивостокская_ТЭЦ-2 (Дата обращения: 28.04.2021).

5 ТЭЦ «Восточная» [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%AD%D0%A6_%C2%AB%D0%92%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%87%D0%BD%D0%B0%D1%8F%C2%BB (Дата обращения: 28.04.2021).

6 Чулюкова, М.В., Методика анализа режимной ситуации для интеллектуализации распределительной электрической сети / М.В. Чулюкова, Н. В Савина, // Вестник Амурского государственного университета. – 2014. – Вып. 67 : Сер. Естеств. и экон. науки. – С. 95-99.

7 Коржова, О.Н. Плавка гололеда на линиях электропередачи: методы, инновации, эксплуатация / О.Н. Коржова, Ю.В. Мясоедов // Вестник Амурского государственного университета. – 2019. – Вып. 87 : Сер. Естеств. и экон. науки. – С. 86-87.

8 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.05.2021).

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

10 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.05.2021).

11 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

12 Кабели нового поколения [Электронный ресурс]. URL: https://www.kamkabel.ru/netcat_files/userfiles/EnergyLand.info.pdf (Дата обращения 17.15.2021).

13 Замена устаревших кабелей на более усовершенствованные [Электронный ресурс]. URL: http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=6734&cat_id=8&page_id=1 (Дата обращения 15.05.2021).

14 Инновации в кабельной промышленности [Электронный ресурс]. URL: <https://marketelectro.ru/content/innovatsii-v-kabelnoy-promyshlennosti-tendentsii-i-perspektivy> (Дата обращения 06.15.2021).

15 Современные тенденции развития электроэнергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://kit-e.ru/powerel/sovremennye-tendenczii-razvitiya-kabelnogo-proizvodstva> (Дата обращения 20.15.2021).

16 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.