

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей 220 кВ электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением подстанции Пригородная

Исполнитель
студент группы 942-об2

подпись, дата

А.А. Парган

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Парган Александры Алексеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей 220 кВ электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением подстанции Пригородная
(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

вопросов): 1. Общая характеристика района реконструкции; 2. Расчет электрических нагрузок; 3. Разработка вариантов конфигурации электрической сети при присоединении ПС Пригородная; 4. Расчет токов короткого замыкания; 5. Выбор и проверка электрических аппаратов; 6. Молниезащита и заземление подстанции 220/6 кВ Пригородная; 7. Релейная защита и автоматика; 8. Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети; 9. Безопасность и экологичность;

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема электрических соединений проектируемой сети; 2. Схемы электрических соединений вариантов сети; 3. Результаты расчета режимов по выбранным вариантам схем в ПВК RastrWin3; 4. Подробная однолинейная схема проектируемой ПС «Пригородная»; 5. Молниезащита, план и разрез подстанции Пригородная 220/6 кВ; 6. Релейная защита и автоматика электрической сети.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул А.А., доцент., канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 161 с., 23 рисунка, 45 таблиц, 134 формулы, 32 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей 220 кВ электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением подстанции Пригородная.

Актуальность ВКР заключается в том, что развитие участков электрической сети обеспечивает поэтапное производственное присоединение впервые вводимых в эксплуатацию в процессе технологического подключения энергопринимающих устройств.

Основной целью данной ВКР является разработка наиболее экономичного варианта подключения ПС Пригородная.

В результате был выбран оптимальный вариант подключения ПС Пригородная, на основании расчета капиталовложений на строительство ПС, который соответствует современным требованиям.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Определения, обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Общая характеристика района реконструкции	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа	11
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции	12
1.2.1 Описание выбранных источников питания	13
1.3 Анализ существующих режимов	24
1.3.1 Параметры для расчета режимов	25
1.3.2 Анализ результатов расчета режимов	32
2 Расчет электрических нагрузок	41
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	45
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при присоединении ПС Пригородная	48
3.1 Описание и выбор трех вариантов конфигурации электрической сети	48
3.1.1 Вариант схемы №1 присоединения к ПС Звезда	49
3.1.2 Вариант схемы №2 присоединения к ПС Владивосток	50
3.1.3 Вариант схемы №3 присоединения к ПС Звезда и Владивосток	53
3.2 Компенсация реактивной мощности	55
3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	55
3.4 Выбор сечений проводников	57
3.5 Расчет и анализ послеаварийных режимов	59
3.5.1 Вариант схемы №1	59
3.5.2 Вариант схемы №3	67
3.6 Технико – экономический расчет	73
3.6.1 Расчет капиталовложений	73

3.6.2	Расчет потерь электроэнергии	75
3.6.3	Расчет эксплуатационных издержек	77
3.6.4	Определение приведенных дисконтированных затрат	79
4	Расчет токов короткого замыкания	81
4.1	Расчет в RastrKZ	81
4.2	Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	82
4.3	Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	84
5	Выбор и проверка электрических аппаратов	89
5.1	Конструктивное исполнение ПС 220 кВ Пригородная	89
5.2	Выбор и проверка выключателей	90
5.3	Выбор и проверка разъединителей	95
5.4	Выбор трансформаторов тока	96
5.5	Выбор трансформаторов напряжения	100
5.6	Выбор и проверка токоведущих частей	102
5.7	Выбор и проверка ТСН	106
5.8	Выбор аккумуляторных батарей	108
6	Молниезащита и заземление подстанции 220/6 кВ Пригородная	110
6.1	Расчёт заземления	110
6.2	Защита от прямых ударов молнии	116
6.3	Выбор и проверка ОПН	119
7	Релейная защита и автоматика	125
7.1	Расстановка релейной защиты на подстанции и линии	126
7.1.1	Защита проектируемой линии Звезда – Пригородная	126
7.2	Защита трансформатора	127
7.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	128
7.4	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	132
7.5	Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения	134

7.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне низкого напряжения	135
7.7 Защита от перегрузки	136
7.8 Газовая защита	137
7.9 Автоматика	138
8 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	140
9 Безопасность и экологичность	143
9.1 Безопасность	144
9.1.1 Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок	144
9.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	145
9.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	146
9.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора	147
9.2 Экологичность	148
9.3 Чрезвычайные ситуации	154
Заключение	157
Библиографический список	158
Приложение А	162

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей бакалаврской работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 1516.3-96 ЕСКД Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ требования к электрической прочности изоляции

РД 153-34.0-20.527-98 ЕСКД Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

ГОСТ 32144-2013 ЕСКД Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 52735-2007 ЕСКД Короткие замыкания в электроустановках

СТО 56947007-29.060.50.268-2019 ЕСКД Указания по проектированию ВЛ 110 кВ с неизолированными проводами нового поколения

СТО 56947007-29.240.037-2010 ЕСКД Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании

СТО 56947007-29.240.30.047-2010 ЕСКД Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ

ГОСТ 9920-89 ЕСКД Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- СН – собственные нужды;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Тенденции развития электрических распределительных сетей определяются изменяющимися потребностями общества и находятся в зависимости от прогресса электроэнергетического оборудования, технологий потребления электроэнергии, коммуникационных технологий и разнообразных условий территории (климатические, экологические). Развитие распределительных электрических сетей должно быть направлено на повышение надежности, обеспечение качества и экономичности энергоснабжения потребителей путем постоянного совершенствования сетей на базе инновационных технологий с превращением их в интеллектуальные сети. Описанная выше тенденция развития электроэнергетики будет отражена в данной выпускной квалификационной работе.

Тема выпускной квалификационной работы: «Реконструкция электрических сетей 220 кВ электроэнергетической системы Приморского края в связи с подключением подстанции Пригородная».

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика потребления электроэнергии. Наибольший рост наблюдается для следующих групп потребителей: добыча полезных ископаемых; обрабатывающие производства; водоснабжение; сбор и утилизация отходов; оптовая и розничная торговля; городское и сельское население. Основными задачами развития электроэнергетики Приморского края на данный момент является развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на тепловую и электрическую энергию, разработка дополнительных предложений по обеспечению спроса на электрическую энергию.

Актуальность ВКР заключается в том, что развитие участков электрической сети обеспечивает поэтапное производственное присоединение впервые вводимых в эксплуатацию в процессе технологического подключения энергопринимающих устройств.

Цель данной ВКР является разработка наиболее рациональной с технической точки зрения схемы подключения нагрузок ПС Пригородная.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- анализ электроэнергетической сети в районе реконструкции;
- разработка вариантов реконструкции сети, которая потребуется для подключения подстанции Пригородная;
- технико-экономическое сравнение выбранных вариантов конфигурации сети;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3, MathType 6.0 Equation.

В данной ВКР количество листов графической части равно 6.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

В данном разделе приведен анализ климатических характеристик, выполнен анализ электрических сетей района проектирования. Проектируемая подстанция Пригородная располагается на территории Владивостокского городского округа.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа

Владивостокский городской округ или город Владивосток – городской округ, расположенный на побережье Японского моря, и одноименная административно-территориальная единица, входящая в состав Приморского края.

Владивостокский городской округ занимает территорию полуострова Муравьёва-Амурского до посёлка Трудовое включительно, полуостров Песчаный и острова залива Петра Великого. С запада полуостров омывается водами Амурского залива, с юга – водами бухт Золотой Рог, Диомид, Большой Улисс, Патрокл и проливом Босфор Восточный, с востока – водами Уссурийского залива.

Общая площадь территории Владивостокского городского округа составляет 561,54 км².

Климат Владивостока умеренный муссонный. Для него характерна чётко выраженная контрастная смена сезонных воздушных масс. Зимний период времени отличается морозной, сухой и ясной погодой. Средняя скорость ветра зимой 6-9 м/с. Весна прохладная, характеризуется высокой влажностью, преобладают юго-восточные ветры, количество осадков в районе составляет 7-26 мм. Первая половина летнего периода обладает прохладной и пасмурной погодой. Вторая половина лета отличается тёплой погодой с преобладающими юго-восточными ветрами. В летний период времени характерны тайфуны с ливневыми дождями, со скоростью ветра до 20 – 35 м/с. Влажность воздуха достигает максимальных отметок в 90 %. Осень характеризуется теплой и сухой

погодой. В ноябре юго-восточные ветры сменяются северными.

Средний годовой уровень осадков составляет 840 мм. Рекордный максимум осадков за сутки составил 243,5 мм. Среднегодовое давление составляет 763 мм ртутного столба.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Район по ветру	IV
Скоростной напор ветра, м/с	3,53
Нормативное ветровое давление, Па	800
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Удельная плотность ударов молнии в землю, 1/(км ² ·год)	1
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+4,9
Средний минимум, °С	+2,0
Абсолютный минимум, °С	- 31,4
Средний максимум, °С	+9,0
Абсолютный максимум, °С	+33,6
Глубина промерзания грунта, м	1,75
Состав грунта	Каменистый грунт, скальный, открытый песчаный

Во Владивостокском округе преобладает рельеф низкогорный, сильно расчлененный с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м.

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала Акционерного общества «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Объединена с энергосистемой Еврейской автономной области и Хабаровского края

следующими линиями:

- ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Бикин/т;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС-36;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Розенгартовка/т;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин.

Рассматриваемый район проектирования относится к району южных электрических сетей. Проектируемая ПС Пригородная и примыкающие к ней подстанции находятся в пределах района между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

По данным от 01.01.2023 года в районе между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС находятся следующие электростанции:

- Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт;
- Восточная ТЭЦ с установленной мощностью 139,5 МВт;
- Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт;
- Партизанская ГРЭС с установленной мощностью 199,744 МВт;
- ПС 500 кВ Лозовая с установленной мощностью 501 МВт;
- Мини-ТЭЦ Северная с установленной мощностью 3,6 МВт;
- Мини-ТЭЦ Океанариум с установленной мощностью 13,2 МВт;
- Мини-ТЭЦ Центральная с установленной мощностью 33,0 МВт.

В представленной работе в качестве источников питания выбраны Артемовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт, Партизанская ГРЭС с установленной мощностью 199,744 МВт, ПС 500 кВ Лозовая с установленной мощностью 501 МВт и ПС 500 кВ Владивосток с установленной мощностью 501 МВт.

1.2.1 Описание выбранных источников питания

Артемовская ТЭЦ является тепловой паротурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции составляет 400 МВт, тепловая мощность – 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с

перегрузкой конденсата в летний период времени. Ежегодное количество часов использования установленной электроэнергии составляет 5500-6000 часов. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями вдоль основных потоков пара и воды. В качестве топлива используется уголь и бурый уголь.

Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100.

Пар для турбин вырабатывается восьмью котлоагрегатами БКЗ-220-100ф производительностью 220 тонн пара в час каждый. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через ОРУ напряжением 220 кВ, 110 кВ 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 Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново/т;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика.

Электрическая схема Артемовской ТЭЦ приведена на рисунке 1.

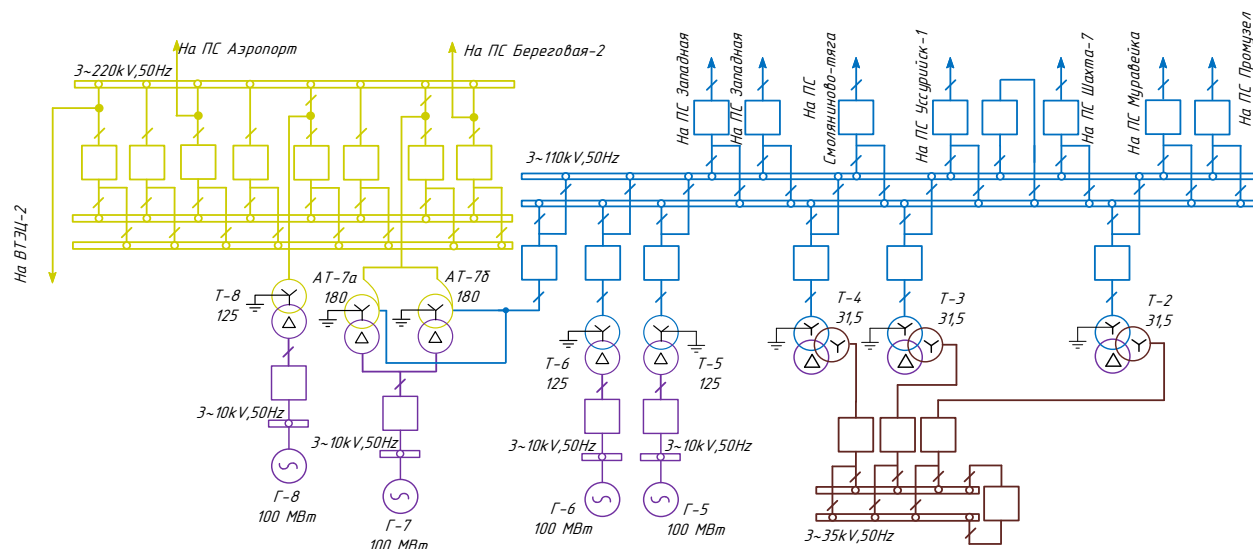


Рисунок 1 – Электрическая схема Артемовской ТЭЦ

Схемы РУ Артемовской ТЭЦ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ Артемовской ТЭЦ

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	2
РУ 220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)
РУ 110 кВ	Две рабочие системы шин (№ 13 АН)
РУ 35 кВ	Две рабочие секционированные системы шин (№ 13)

Партизанская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции составляет 199,744 МВт, тепловая – 160 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. ПГРЭС – основной источник электроснабжения юго-востока Приморского края. Обеспечивает электроэнергией Партизанск, Находку, Партизанский, Лазовский и Ольгинский районы, а также теплоэнергией – Партизанск и поселок Лозовый. Крупнейшими потребителями электроэнергии ГРЭС являются железная дорога на линии Смоляниново – Мыс Астафьева, порты и заводы Находки, а также свыше 300 тысяч бытовых потребителей юго-восточного Приморья.

Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1980 году;

- Турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М, введён в 2010 году (на Партизанской ГРЭС; на Райчихинской ГРЭС — в 1966 году);

Пар для турбоагрегатов вырабатывают пять котлов ТП-170-1. Система технического водоснабжения — оборотная, с водохранилищем-охладителем сезонного регулирования на ручье Лозовый ключ и тремя секциями брызгального устройства над водохранилищем. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПП Партизанск, 2 цепи (выдача мощности производится с автотрансформаторов станции на распределительное устройство переключательного пункта (ПП) Партизанск, прилегающего к станции);

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС ХФЗ, 2 цепи;

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Екатериновка;

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Находка-тяговая;

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Южная;

- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Партизан, 2 цепи;

- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Шторм.

Электрическая схема Партизанской ГРЭС приведена на рисунке 2.

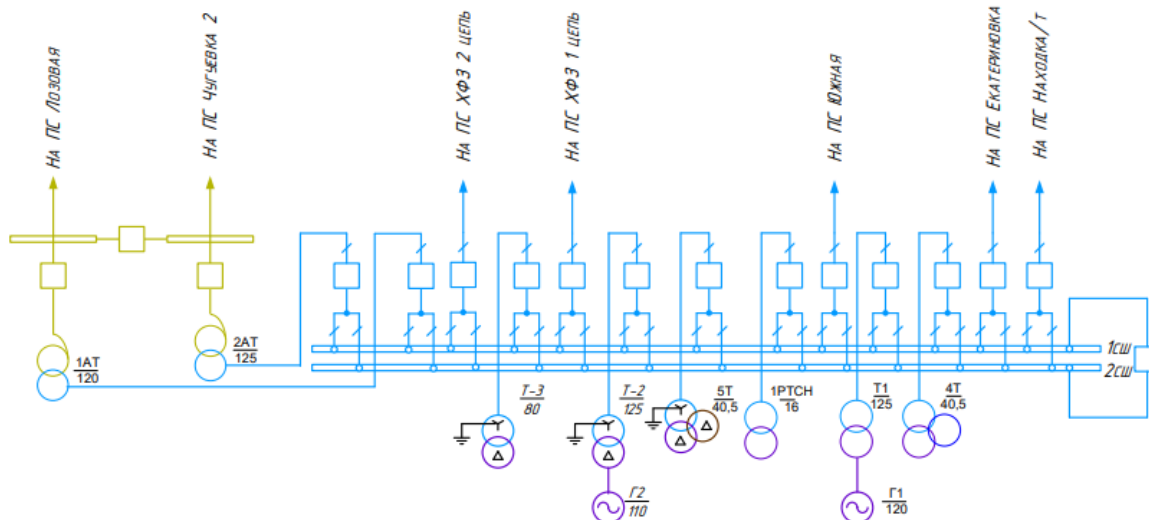


Рисунок 2 – Электрическая схема Партизанской ГРЭС

Схемы РУ Партизанской ГРЭС приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Схемы РУ Партизанской ГРЭС

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	2
РУ 220 кВ	Две рабочие, секционированные выключателем (№ 14)
РУ 110 кВ	Две рабочие, секционированные выключателем (№ 14)
РУ 35 кВ	Две рабочие, секционированные выключателем (№14)

Подстанция 500 кВ Лозовая расположена в Партизанском районе Приморского края на территории площадью 13,6 га. На энергообъекте смонтировано самое современное оборудование, отвечающее всем требованиям надежной и безопасной эксплуатации: автотрансформатор 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА, управляемый шунтирующий реактор 500 кВ, линейный шунтирующий реактор 500 кВ и элегазовые выключатели 500 и 220 кВ.

Питание собственных нужд подстанции 500 кВ обеспечат шесть трансформаторов мощностью по 630 кВА каждый. В качестве источника постоянного оперативного тока на энергообъекте установлены две аккумуляторные батареи. Автоматизированная система управления технологическими процессами позволит управлять коммутационными

аппаратами подстанции 500 кВ непосредственно с автоматизированного рабочего места оперативного персонала, а также обеспечит мониторинг систем релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики и общеподстанционных систем пожаротушения, кондиционирования и отопления.

Ввод в работу новой подстанции 500 кВ стал завершающим звеном создания энергетического кольца 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная – Владивосток – Лозовая – Чугуевка – Приморская ГРЭС общей протяженностью 1,042 тыс. км. Благодаря строительству кольца надежность электроснабжения Приморья выведена на принципиально новый качественный уровень.

Электрическая схема ПС 500 кВ Лозовая приведена на рисунке 3.

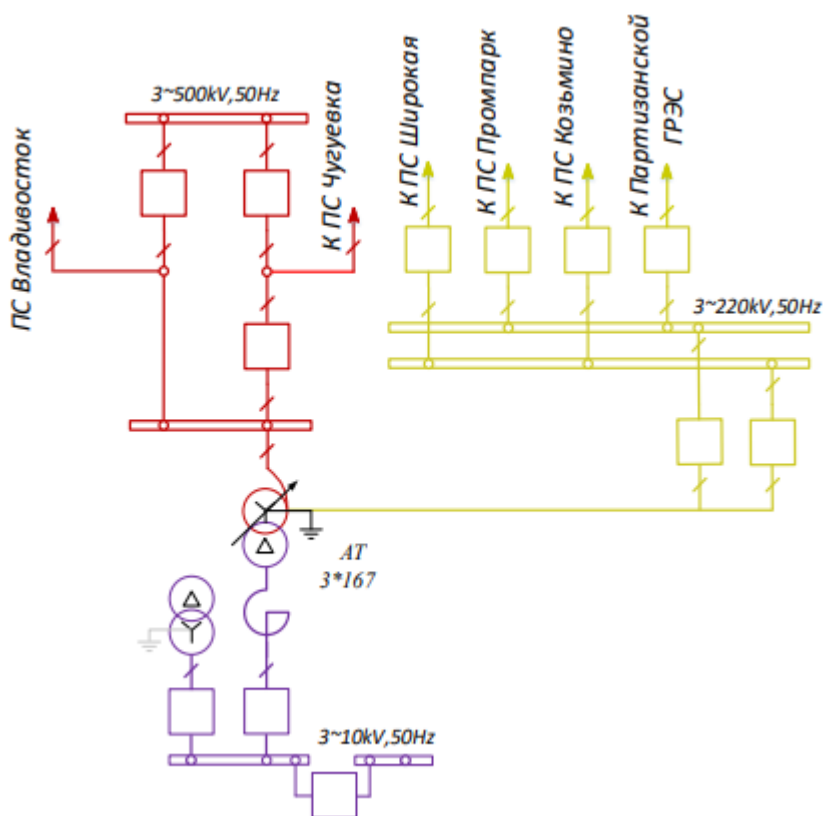


Рисунок 3 – Электрическая схема ПС 500 кВ Лозовая

Схемы РУ ПС 500 кВ Лозовая приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Схемы РУ ПС 500 кВ Лозовая

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	2
РУ 500 кВ	Треугольник (№ 6Н)
РУ 220 кВ	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№ 9)
РУ 10 кВ	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№ 9)

Электрическая подстанция 500 кВ «Владивосток» введена в эксплуатацию в декабре 2009 года. Ввод в работу энергообъекта нового поколения существенно повысил надежность электроснабжения и улучшил режимы работы электрических сетей юга Приморья, в том числе и краевого центра – города Владивостока, а также комплекса зданий, технических и инженерных сооружений, которые будут возводиться в Приморье в связи с планируемым в 2012 году проведением во Владивостоке саммита стран Азиатско-тихоокеанского экономического сотрудничества. Общий объем капиталовложений в реализацию проекта составил 2,35 млрд рублей.

Строительство подстанции 500 кВ Владивосток и ЛЭП 500 кВ Дальневосточная – Владивосток началось в 2007 году. Ввод новых энергообъектов позволил увеличить передачу электрической мощности на юг Приморья на 350 МВт. Энергообъекты необходимы, в том числе, для электроснабжения нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан, новых промышленных производств и жилых комплексов, развития транспортной инфраструктуры региона. Инвестиции ОАО «ФСК ЕЭС» в реализацию проекта составили 4 млрд рублей. На подстанции 500 кВ Владивосток трансформаторной мощностью 501 МВА смонтированы ОРУ 220 и 500 кВ. Объект оборудован автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП), которая обеспечивает возможность дистанционного управления подстанцией. Наблюдение за объектом по всему его периметру осуществляется с помощью видеоаппаратуры. Протяженность

новой ЛЭП 500 кВ Дальневосточная – Владивосток составляет 94,6 км.

Подстанция 500 кВ Владивосток и ЛЭП Дальневосточная – Владивосток - ключевые звенья энергетического кольца 500 кВ Дальневосточная – Владивосток – Лозовая – Чугуевка, которое будет создано в южных районах Приморского края в 2012 году. Кольцевая схема позволит вывести надежность электроснабжения юга Приморья на принципиально новый уровень.

Электрическая схема ПС 500 кВ Владивосток приведена на рисунке 4.

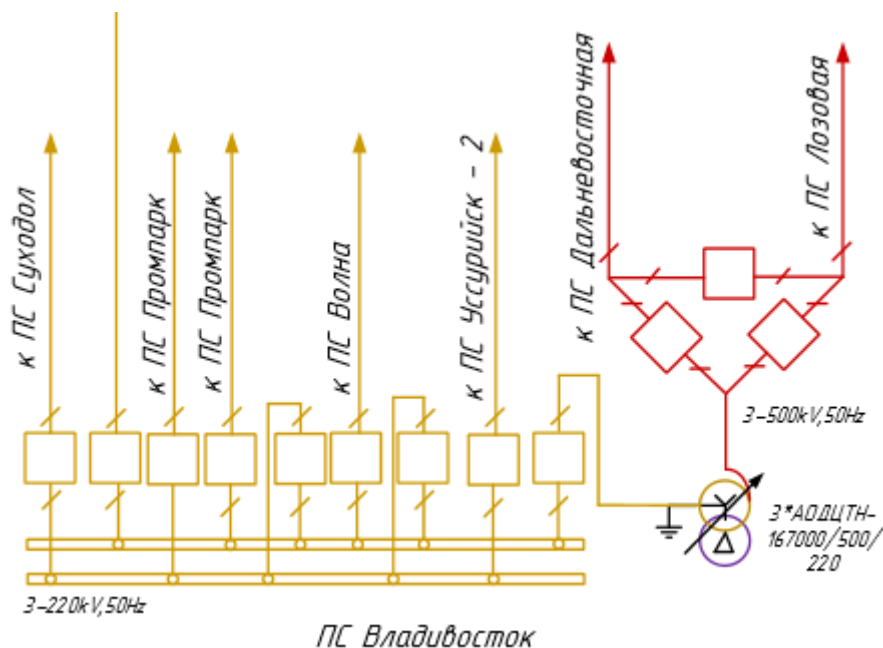


Рисунок 4 – Электрическая схема ПС 500 кВ Владивосток

Схемы РУ ПС 500 кВ Владивосток приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Схемы РУ ПС 500 кВ Владивосток

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	2
РУ 500 кВ	Треугольник (№ 6Н)
РУ 220 кВ	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№ 9)
РУ 10 кВ	Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№ 9)

Данные о подстанциях, расположенных в районе проектирования приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Подстанции района проектирования

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. х МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Береговая - 2	2 х 63	ОРУ 220 кВ – Четырехугольник (№ 7)
Перевал	2 х 40	ОРУ 220 кВ – Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин (№ 13Н)
Звезда	2 х 63	ОРУ 220 кВ – Четырехугольник (№ 7)
Штыково	2 х 16	ОРУ 110 кВ – Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12)
Факел	2 х 10	ОРУ 110 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий (№ 5Н)
ХФЗ	2 х 10	ОРУ 110 кВ – Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин (№ 13Н)
Смоляниново-тяга	3 х 40	Не типовая
Береговая - 1	2 х 20	ОРУ 110 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№9)
Промысловка	2 х 16	ОРУ 110 кВ - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
С – 55	2 х 10	ОРУ 110 кВ - Мостик с выключателями в цепях линий (№ 5Н)
Волчанец	2 х 16	ОРУ 110 кВ - Заход – выход (№ 6)
Широкая	2 х 125 2 х 40	ОРУ 220 кВ – Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№9)
ЖБФ	2 х 10	ОРУ 110 кВ - Мостик с выключателями в цепях линий (№ 5Н)
Находка	2 х 40	ОРУ 110 кВ - Одна рабочая, секционированная выключателем система шин (№9)
Учебная	2 х 16	ОРУ 110 кВ - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
Козьино	2 х 40	ОРУ 220 кВ - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
Вокзальная – тяга	2 х 40	ОРУ 110 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
Фридман – тяга	2 х 40	ОРУ 110 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
Анисимовка – тяга	3 х 40	ОРУ 110 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (№ 5АН)
Аэропорт	2 х 40	ОРУ 220 кВ – Четырехугольник (№ 7)

1	2	3
Садовая	2 x 40	ОРУ 110 кВ - Мостик с выключателями в цепях линий (№ 5Н)

В таблицу 7 сведем данные о трансформаторах, установленных на подстанциях.

Таблица 7 – Характеристики трансформаторов

Наименование подстанции	Марка трансформатора
1	2
Береговая - 2	2хАТДЦТН-63000/220/110
Перевал	2хТРДН-40000/220/6(10)
Звезда	2хТРДЦН-63000/220/10
Штыково	2хТДН-16000/110/6
Факел	2хТДТН-10000/110/6
ХФЗ	2хТДТН-10000/110/6
Смоляниново-тяга	3хТДТНЖ-40000/110/35
Береговая - 1	2хТДТН-16000/110/6
Промысловка	2хТДТН-16000/110/10
С – 55	2хТДТН-10000/110/10
Волчанец	2хТДТН-16000/110/6
Широкая	2хАТДЦТН-125000/220/110 2хТДТН-40000/110/6
ЖБФ	2хТДН-10000/110/6
Находка	2хАТДЦТН-63000/220/110 ТДТН-40000/110/6 ТДТНГ-40500/110/6
Учебная	2хТДН-16000/110/6
Козьино	2хТДТН-40000/220/6
Вокзальная – тяга	2хТДТН-40000/110/6
Фридман – тяга	2хТДТН-40000/110/10
Анисимовка – тяга	2хТДТН-40000/110/10
Аэропорт	2хТРДН-25000/220/10
Садовая	2хТРДН-40000/110/6

Также для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе проектирования. Ниже в таблице 8 приведены данные линии с указанием некоторых параметров.

Таблица 8 – Характеристики ЛЭП района проектирования

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Минимальное сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А	
				при t +25°C	при t минус 5°C
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Звезда – Перевал	220	АС – 300 АСк – 300	300	710	680
ВЛ 220 кВ Звезда – Береговая – 2	220	АС – 300 Аск – 300	300	710	680
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая – 2	220	АСО – 300	300	710	680
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС – ПС 500 кВ Лозовая	220	АС – 300	300	710	680
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ	110	2*АС – 150	150	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – Факел	110	АС – 120 АСК – 120	120	375	484
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково	110	2*АС – 150	150	450	581
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново – тяга	110	АС – 120 М – 70	70	337	435
КВЛ 110 кВ Береговая – 2 – Береговая – 1	110	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	120	375	484
КВЛ 110 кВ Береговая – 1 – Промысловка	110	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	120	337	400
ВЛ 110 кВ Промысловка – С – 55	110	АС – 120 М – 70 М – 95	70	337	400
ВЛ 110 кВ С – 55 – отпайка 111	110	АС – 120 М – 70	70	337	435
КВЛ 110 кВ отпайка 111 – Находка	110	АС – 120 АС – 300 М – 70 ПвПпнг2г- НФ-А 1*500	70	337	435
КВЛ 110 кВ Волчанец – отпайка 111	110	АС – 120	120	375	484
ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал	220	АСО – 300	300	580	690
КВЛ 220 кВ Широкая – Находка	220	ПвПпнг2г- НФ-А 1*500	500	1030	949
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	110	АСО – 240 АСО – 300	240	337	435
ВЛ 110 кВ Широкая – ЖБФ	110	2*АС – 185	185	510	658
ВЛ 220 кВ Находка – Лозовая	220	АС – 300	300	585	690

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Находка – Учебная	110	2*АС – 120	120	375	484
ВЛ 220 кВ Козьмино – Лозовая	220	2*АС – 300	300	585	690
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга – отпайка 89	110	АС – 150	150	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – отпайка 89	110	АС - 150	150	450	581
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 113	110	АС – 150	150	390	503
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 89	110	АС -150	150	450	581
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – Штыково	110	АС – 150	150	390	503
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – отпайка 113	110	АС – 150	150	390	503
ВЛ 110 кВ отпайка 113 – ХФЗ	110	АС – 150	150	390	503
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга - ХФЗ	110	АС - 150	150	390	503
ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	500	АС - 300	300	585	690
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	220	АС – 400	400	705	825
ВЛ 220 кВ Аэропорт – Владивосток	220	АС – 400	400	705	825
ВЛ 110 кВ Смоляниново/тяга - Садовая	110	АС – 150 АСКП -150 М - 70	150	337	435
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая - 1	110	АСКП -150 М – 70 3*АПвПу2 г 1*630(гж)	150	337	435

1.3 Анализ существующих режимов

Эквивалент анализируемого участка сети включает в себя следующие подстанции: ПС 220 кВ Береговая - 2, ПС 220 кВ Звезда, ПС 220 кВ Перевал, ПС 220 кВ Широкая, ПС 220 кВ Козьмино, ПС 220 кВ Аэропорт, ПС 110 кВ Штыково, ПС 110 кВ Факел, ПС 110 кВ ХФЗ, ПС 110 кВ Садовая, ПС 110 кВ Анисимовка/тяга, ПС 110 кВ Фридман/тяга, ПС 110 кВ Вокзальная/тяга, ПС 110 кВ Смоляниново/тяга, ПС 110 кВ Береговая – 1, ПС 110 кВ Промысловка, ПС 110 кВ С – 55, ПС 110 кВ Волчанец, ПС 220 кВ Находка, ПС 110 кВ ЖБФ,

ПС 110 кВ Учебная. Источники питания Артёмовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС и ПС 500 кВ Лозовая, ПС 500 кВ Владивосток.

Граф рассматриваемого участка электрической сети приведен на рисунке 5.

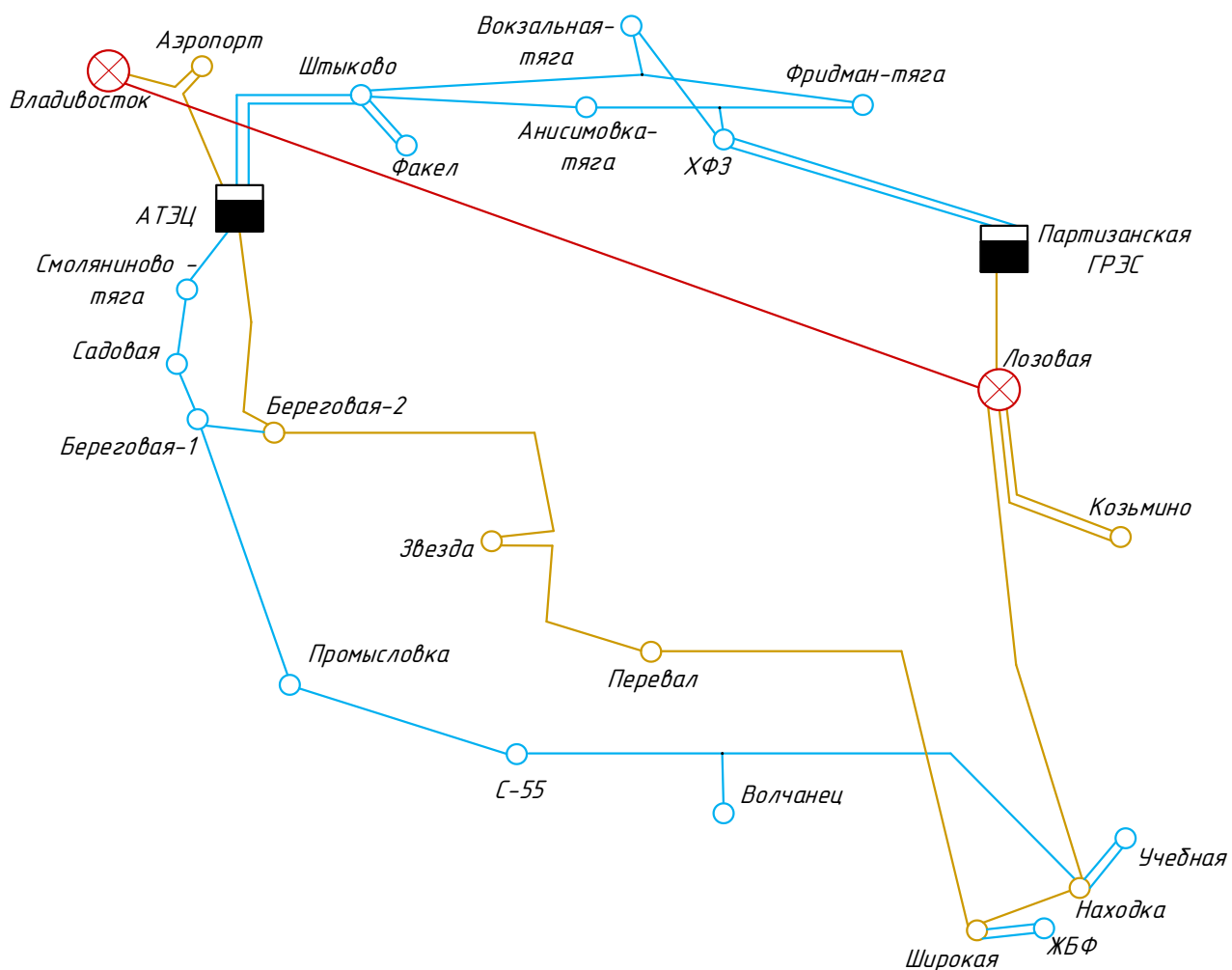


Рисунок 5 – Граф существующей сети

1.3.1 Параметры для расчета режимов

Под режимом электроэнергетической системы понимается состояние системы, определяемое ее параметрами в данный момент времени. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является обязательной частью проектирования электрических сетей. По результатам расчета получают параметры режима, такие как: потоки активной и реактивной

мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и т. д.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3 [11], требуется рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации [21].

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (7)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответственно, напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где ΔP_{XX} – активные потери холостого хода, кВт.

В таблицах 9, 10 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 9 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Г1 АТЭЦ	10	8,7	8,2	100	27,3	10,5
Ген	2	Г2 АТЭЦ	10	7,2	6,1	100	132,2	10,5
Ген	3	Г3 АТЭЦ	10	5,3	5,4	100	20,7	10,5
Ген	4	Г4 АТЭЦ	10	9,6	10,1	100	24,4	10,5
Нагр	5	ВН АТЭЦ	220					
Нагр	6	СН АТЭЦ	110	12	0,5			
Нагр	7	ПС Аэропорт	220	2,5	0,9			
Нагр	35	Нейтр ПС Владивосток	500					
Нагр	17	Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220					
Нагр	12	Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220					
База	13	ПС Лозовая	500			-379,5	-129,9	500
Нагр	14	Нейтр ПС Лозовая 2	500					
Нагр	16	СН ПС Лозовая	220	1,6	0,2			
Нагр	18	ВН ПС Находка	220					
Нагр	19	ВН ПС Широкая	220					
Нагр	20	Нейтр ПС Широкая 1	220					
Нагр	21	Нейтр ПС Широкая 2	220					
Нагр	22	ПС ЖБФ	110	11,2	2,6			
Нагр	24	Нейтр ПС Находка 1	220					
Нагр	25	Нейтр ПС Находка 2	220					
Нагр	26	ПС Учебная	110	16,3	5,8			
Нагр	28	ПС Волчанец	110	4,7	1,2			
Нагр	29	ПС С-55	110	0,5	0,1			
Нагр	30	отп 111	110					
Нагр	31	ПС Промысловка	110	11,5	2,3			
Нагр	41	Нейтр ПС Береговая-2(1)	220					
Нагр	42	Нейтр ПС Береговая-2(2)	220					
Нагр	44	ПС Береговая-1	110	10	2			
Нагр	45	ВН ПС Береговая-2	220					
Нагр	46	ПС Звезда	220	6,9	1,4			
Нагр	47	ПС Перевал	220	1,3	0,7			
Нагр	48	ПС Штыково	110	8	2,4			
Нагр	49	ПС Факел	110	0,6	0,2			
Нагр	50	ПС Анисимовка-т	110	6,6	9,1			
Нагр	51	ПС Фридман-т	110	11	8,9			
Нагр	52	ПС Вокзальная-т	110	8,5	18,6			
Нагр	53	ПС ХФЗ	110	2,5	0,8			
Нагр	54	СН ПаГРЭС	110	7,7	6,6			
Нагр	55	Нейтр ПаГРЭС 1	220					
Нагр	56	Нейтр ПаГРЭС 2	220					
Нагр	10	ВН ПаГРЭС	220					
Нагр	59	ПС Смоляниново-т	110	14,7	20,4			
Нагр	60	ПС Садовая	110	1,4	0,5			
Ген	27	Г1 ПаГРЭС	10	6,1	5,8	110	40,1	10,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	43	Г2 ПаГРЭС	10	6,0	7,0	120	41,9	10.5
Нагр	39	отпайка 89	110					
Нагр	58	отпайка 113	110					
Нагр	32	НН Лозовая	10					
Нагр	38	НН Широкая	10	11,2	2,6			
Нагр	57	НН Находка	10	5,8	3,3			
Нагр	34	НН Береговая-2	10	13,8	3,6			
Нагр	33	НН ПаГРЭС	10					
Нагр	8	ВН Владивосток	500					
Нагр	15	НН Владивосток	10	21,3	10,3			

Таблица 10 – Параметры ветвей

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	P_нач	Q_нач	Kт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	5	1	ВН АТЭЦ - Г1 АТЭЦ	2,32	57,63	12,6	91	9	0,045
Тр-р	5	12	ВН АТЭЦ - Нейтр Г2 АТЭЦ 2	0,11	5,24	79,9	107	30	1
Тр-р	5	17	ВН АТЭЦ - Нейтр Г2 АТЭЦ 1	0,11	5,24	79,9	112	34	1
Тр-р	17	2	Нейтр Г2 АТЭЦ 1 - Г2 АТЭЦ	0,89	12,81		45	61	0,045
Тр-р	12	2	Нейтр Г2 АТЭЦ 2 - Г2 АТЭЦ	0,89	12,81		47	62	0,045
Тр-р	12	6	Нейтр Г2 АТЭЦ 2 - СН АТЭЦ	1,9			60	-27	0,5
Тр-р	17	6	Нейтр Г2 АТЭЦ 1 - СН АТЭЦ	1,36			67	-21	0,5
Тр-р	6	3	СН АТЭЦ - Г3 АТЭЦ	0,47	12,77	187,8	94	4	0,09
Тр-р	6	4	СН АТЭЦ - Г4 АТЭЦ	0,56	12,88	93,9	90	5	0,09
ЛЭП	6	48	СН АТЭЦ - ПС Штыково	0,54	1,14	-7,3	-1	-17	
ЛЭП	6	48	СН АТЭЦ - ПС Штыково	0,54	1,14	-7,3	-1	-17	
ЛЭП	48	49	ПС Штыково - ПС Факел	1,44	2,47	-15,4	-0,3	0,1	
ЛЭП	48	49	ПС Штыково - ПС Факел	1,44	2,47	-15,4	-0,3	0,1	
ЛЭП	48	50	ПС Штыково - ПС Анисимовка-г	11,4	24,33	-156,4	-0,4	-8	
ЛЭП	48	39	ПС Штыково - отпайка 89	4,15	8,81	-56,6	6	-25	
ЛЭП	50	58	ПС Анисимовка-г - отпайка 113	4,04	8,58	-55,1	6	-1	
ЛЭП	58	51	отпайка 113 - ПС Фридман-г	0,25	0,54	-3,5	6	-1	
ЛЭП	51	39	ПС Фридман-г - отпайка 89	0,25	0,54	-3,5	17	8	
ЛЭП	39	52	отпайка 89 - ПС Вокзальная-г	3,17	6,72	-43,2	24	-17	
ЛЭП	52	53	ПС Вокзальная-г - ПС ХФЗ	1,07	2,26	-14,5	33	1	
ЛЭП	53	54	ПС ХФЗ - СН ПаГРЭС	1,61	3,41	-21,9	18	1	
ЛЭП	53	54	ПС ХФЗ - СН ПаГРЭС	1,61	3,41	-21,9	17	1	
Тр-р	54	27	СН ПаГРЭС - Г1 ПаГРЭС	0,4	11,1	52	103	24	0,09
Тр-р	54	43	СН ПаГРЭС - Г2 ПаГРЭС	0,4	11,1	52	113	23	0,09
Тр-р	10	55	ВН ПаГРЭС - Нейтр ПаГРЭС 1	0,5	48,67	9,9	88	11	1
Тр-р	10	56	ВН ПаГРЭС - Нейтр ПаГРЭС 2	0,47	50,01	14,6	85	10	1

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	55	54	Нейтр ПаГРЭС 1 - СН ПаГРЭС	0,93			88	19	0,5
Тр-р	56	54	Нейтр ПаГРЭС 2 - СН ПаГРЭС	1,06			86	19	0,5
Тр-р	55	33	Нейтр ПаГРЭС 1 - НН ПаГРЭС	3,2	131	11,8	-0,06	-1	0,045
Тр-р	56	33	Нейтр ПаГРЭС 2 - НН ПаГРЭС	3,2	131	11,8	-0,07	-1	0,045
ЛЭП	10	16	ВН ПаГРЭС - СН ПС Лозовая	2,14	9,58	-58,9	-173	-21	
ЛЭП	5	7	ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	1,45	7,9	-100,8	-230	-56	
Тр-р	35	7	Нейтр ПС Владивосток - ПС Аэропорт	1,51			226	52	0,44
ЛЭП	8	13	ВН Владивосток - ПС Лозовая	3,89	35,75	-446,9	-204	-25	
Тр-р	13	14	ПС Лозовая - Нейтр ПС Лозовая 2	0,66	61,1	24,2	178	-2	1
Тр-р	14	16	Нейтр ПС Лозовая 2 - СН ПС Лозовая	0,39			178	18	0,44
Тр-р	14	32	Нейтр ПС Лозовая 2 - НН Лозовая	2,9	113,5	24,2	-0,4	-6	0,02
ЛЭП	16	18	СН ПС Лозовая - ВН ПС Находка	2,56	11,44	-70,4	8	1	
Тр-р	18	24	ВН ПС Находка - Нейтр ПС Находка 1	1,39	36,3	44,8	-12	-10	1
Тр-р	18	25	ВН ПС Находка - Нейтр ПС Находка 2	1,31	32,6	21,3	-13	-9	1
Тр-р	24	26	Нейтр ПС Находка 1 - ПС Учебная	0,43			-9	-5	0,5
Тр-р	25	26	Нейтр ПС Находка 2 - ПС Учебная	0,94			-10	-6	0,5
Тр-р	24	57	Нейтр ПС Находка 1 - НН Находка	2,8	195,6	6	-3	-2	0,045
Тр-р	25	57	Нейтр ПС Находка 2 - НН Находка	2,8	195,6	6	-3	-2	0,045
ЛЭП	18	19	ВН ПС Находка - ВН ПС Широкая	1,02	3,49	-31,9	33	16	
Тр-р	19	21	ВН ПС Широкая - Нейтр ПС Широкая 2	0,98	36,85	10,3	-11	-4	1
Тр-р	19	20	ВН ПС Широкая - Нейтр ПС Широкая 1	0,98	36,85	10,3	-11	-4	1
Тр-р	20	22	Нейтр ПС Широкая 1 - ПС ЖБФ	0,86	25		-6	-1	0,5
Тр-р	21	22	Нейтр ПС Широкая 2 - ПС ЖБФ	0,9	25,11		-6	-1	0,5
Тр-р	21	38	Нейтр ПС Широкая 2 - НН Широкая	3,2	131	11,8	-6	-2	0,045
Тр-р	20	38	Нейтр ПС Широкая 1 - НН Широкая	3,2	131	11,8	-6	-2	0,045
ЛЭП	26	30	ПС Учебная - отп 111	2,4	8,1	-56,2	-2	-5	
ЛЭП	30	28	отп 111 - ПС Волчанец	0,45	0,77	-4,8	-2	-6	
ЛЭП	28	29	ПС Волчанец - ПС С-55	6,7	11,49	-71,6	2	-5	
ЛЭП	29	31	ПС С-55 - ПС Промысловка	4,65	8,02	-47,3	3	-6	

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	31	44	ПС Промысловка - ПС Береговая-1	5,25	8,56	-109	14	-4	
ЛЭП	44	60	ПС Береговая-1 - ПС Садовая	1,63	0,19	-76,5	25	-3	
ЛЭП	59	60	ПС Смоляниново-т - ПС Садовая	8,44	14	-79,5	-27	3	
ЛЭП	6	59	СН АТЭЦ - ПС Смоляниново-т	6,96	11,38	-64,7	-42	-18	
ЛЭП	5	45	ВН АТЭЦ - ВН ПС Береговая-2	4,44	19,43	-119,6	-79	-18	
Тр-р	45	41	ВН ПС Береговая-2 - Нейтр ПС Береговая-2(1)	1,4			-7	-2	1
Тр-р	45	42	ВН ПС Береговая-2 - Нейтр ПС Береговая-2(2)	1,4			-7	-2	1
Тр-р	41	34	Нейтр ПС Береговая-2(1) - НН Береговая 2	2,8	195,6	6	-7	-2	0,045
Тр-р	42	34	Нейтр ПС Береговая-2(2) - НН Береговая 2	2,8	195,6	6	-7	-2	0,045
ЛЭП	45	46	ВН ПС Береговая-2 - ПС Звезда	0,06	0,25	-1,6	-65	-17	
ЛЭП	46	47	ПС Звезда - ПС Перевал	3,62	14,42	-89,9	-58	-15	
ЛЭП	47	19	ПС Перевал - ВН ПС Широкая	3,79	16,6	-102,2	-57	-18	
Тр-р	8	35	ВН Владивосток - Нейтр ПС Владивосток	0,66	61,1	24,2	204	25	1
Тр-р	35	15	Нейтр ПС Владивосток - НН Владивосток	2,9	113,5		-21	-11	0,02

В таблице 11 приведены рассчитанные параметры максимального режима.

Таблица 11 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

Номер узла	Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5
1	Г1 АТЭЦ	10	10,5	5
2	Г2 АТЭЦ	10	10,5	5
3	Г3 АТЭЦ	10	10,5	5
4	Г4 АТЭЦ	10	10,5	5
5	ВН АТЭЦ	220	228,81	4
6	СН АТЭЦ	110	115,08	4,61
7	ПС Аэропорт	220	225,47	2,48
35	Нейтр ПС Владивосток	500	511,76	2,35
17	Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220	229,76	4,44
12	Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220	229,66	4,39
13	ПС Лозовая	500	500	0
14	Нейтр ПС Лозовая 2	500	501,26	0,25
16	СН ПС Лозовая	220	220,61	0,28
18	ВН ПС Находка	220	220,65	0,3
19	ВН ПС Широкая	220	221,04	0,47

1	2	3	4	5
20	Нейтр ПС Широкая 1	220	220,44	0,2
21	Нейтр ПС Широкая 2	220	220,44	0,2
22	ПС ЖБФ	110	110,13	0,12
24	Нейтр ПС Находка 1	220	219,37	-0,29
25	Нейтр ПС Находка 2	220	219,4	-0,27
26	ПС Учебная	110	109,68	-0,29
28	ПС Волчанец	110	109,15	-0,77
29	ПС С-55	110	108,75	-1,14
30	отп 111	110	109,21	-0,72
31	ПС Промысловка	110	108,44	-1,42
41	Нейтр ПС Береговая-2(1)	220	225,55	2,52
42	Нейтр ПС Береговая-2(2)	220	225,55	2,52
44	ПС Береговая-1	110	108,8	-1,09
45	ВН ПС Береговая-2	220	225,59	2,54
46	ПС Звезда	220	225,55	2,52
47	ПС Перевал	220	223,51	1,6
48	ПС Штыково	110	114,9	4,45
49	ПС Факел	110	114,89	4,45
50	ПС Анисимовка-т	110	112,99	2,72
51	ПС Фридман-т	110	113,15	2,86
52	ПС Вокзальная-т	110	112,86	2,6
53	ПС ХФЗ	110	113,19	2,9
54	СН ПаГРЭС	110	113,47	3,15
55	Нейтр ПаГРЭС 1	220	226,57	2,99
56	Нейтр ПаГРЭС 2	220	226,53	2,97
10	ВН ПаГРЭС	220	223,12	1,42
59	ПС Смоляниново-т	110	110,74	0,68
60	ПС Садовая	110	109,16	-0,76
27	Г1 ПаГРЭС	10	10,5	5
43	Г2 ПаГРЭС	10	10,5	5
39	отпайка 89	110	113,22	2,93
58	отпайка 113	110	113,14	2,85
32	НН Лозовая	10	10,03	0,25
38	НН Широкая	10	9,88	-1,2
57	НН Находка	10	9,8	-1,97
34	НН Береговая 2	10	10,07	0,71
33	НН ПаГРЭС	10	10,19	1,95
8	ВН Владивосток	500	507,17	1,43
15	НН Владивосток	10	10,19	1,86

1.3.2 Анализ результатов расчета режимов

Расчет произведен в программе ПВК RastrWin3.

Согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», по

которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше $\pm 10\%$, а также согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937 «Об утверждении Правил технического использования функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» на подстанциях допустимые колебания напряжения это $\pm 10\%$, предельно допустимое отклонение от нормы составляет 10% в обе стороны в случае кратковременного отклонения и 5% в случае длительного отклонения, но не выше наибольшего рабочего напряжения.

В этом режиме значения напряжений в узлах сети превышают длительные допустимые токи на линиях: ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт.

Схема потокораспределения данного режима приведена на рисунке 6.

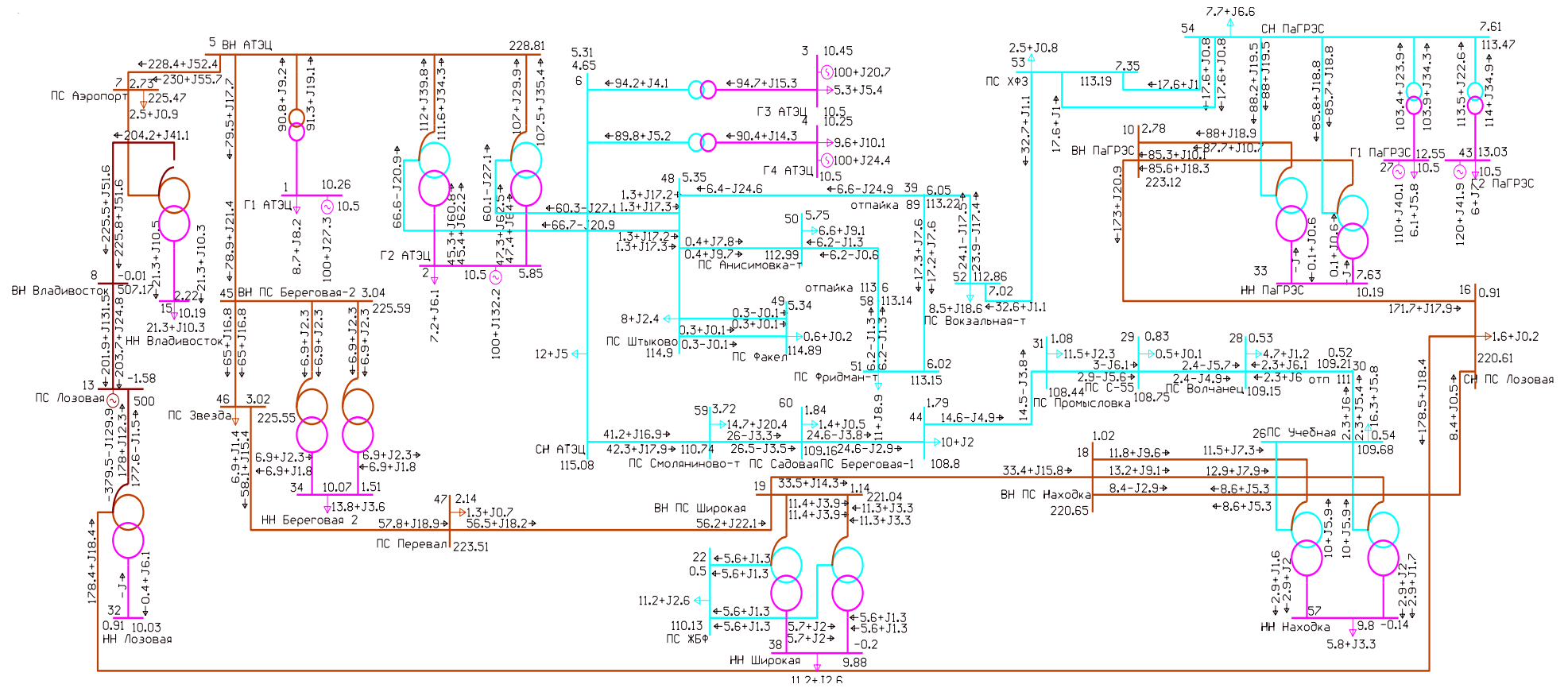


Рисунок 6 – Схема потокораспределения

Далее производится расчет послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт.

Таблица 12 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t минус 5°C
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Звезда – Перевал	АС – 300 АСк – 300	485	710	680
ВЛ 220 кВ Звезда – Береговая – 2	АС – 300 Аск – 300	503	710	680
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая – 2	АСО – 300	539	710	680
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС – ПС 500 кВ Лозовая	АС – 300	646	710	680
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ	2*АС – 150	117	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – Факел	АС – 120 АСК – 120	2	375	484
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково	2*АС – 150	197	450	581
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново – тяга	АС – 120 М – 70	586	337	435
КВЛ 110 кВ Береговая – 2 – Береговая – 1	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	335	375	484
КВЛ 110 кВ Береговая – 1 – Промысловка	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	198	337	400
ВЛ 110 кВ Промысловка – С – 55	АС – 120 М – 70 М – 95	145	337	400
ВЛ 110 кВ С – 55 – отпайка 111	АС – 120 М – 70	141	337	435
КВЛ 110 кВ отпайка 111 – Находка	АС – 120 АС – 300 М – 70 ПвПпнг2г-НФ-А 1*500	122	337	435
КВЛ 110 кВ Волчанец – отпайка 111	АС – 120	122	375	484
ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал	АСО – 300	482	580	690
КВЛ 220 кВ Широкая – Находка	ПвПпнг2г-НФ-А 1*500	422	1030	949

1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АСО – 240 АСО – 300	422	337	435
ВЛ 110 кВ Широкая – ЖБФ	2*АС – 185	15	510	658
ВЛ 220 кВ Находка – Лозовая	АС – 300	416	585	690
ВЛ 110 кВ Находка – Учебная	2*АС – 120	29	375	484
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга – отпайка 89	АС – 150	256	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – отпайка 89	АС - 150	269	450	581
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 113	АС – 150	48	390	503
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 89	АС -150	62	450	581
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – Штыково	АС – 150	84	390	503
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – отпайка 113	АС – 150	50	390	503
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга - ХФЗ	АС - 150	244	390	503
ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	АС - 300	113	585	690
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	АС – 400	-	705	825
ВЛ 220 кВ Аэропорт – Владивосток	АС – 400	3	705	825
ВЛ 110 кВ Смоляниново/тяга - Садовая	АС – 150 АСКП -150 М - 70	256	337	435
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая - 1	АСКП -150 М – 70 3*АПвПу2г 1*630(гж)	248	337	435

Таблица 13 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г1 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г2 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г3 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г4 АТЭЦ	10	10,5	5,00

1	2	3	4
ВН АТЭЦ	220	230,73	4,88
СН АТЭЦ	110	115,64	5,12
ПС Аэропорт	220	220,49	0,22
Нейтр ПС Владивосток	500	501,12	0,22
Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220	231,18	5,08
Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220	231,16	5,07
ПС Лозовая	500	500	0
Нейтр ПС Лозовая 2	500	493,09	-1,38
СН ПС Лозовая	220	217,1	-1,32
ВН ПС Находка	220	216,91	-1,4
ВН ПС Широкая	220	217,52	-1,13
Нейтр ПС Широкая 1	220	216,91	-1,41
Нейтр ПС Широкая 2	220	216,91	-1,41
ПС ЖБФ	110	108,37	-1,48
Нейтр ПС Находка 1	220	214,94	-2,3
Нейтр ПС Находка 2	220	214,94	-2,3
ПС Учебная	110	107,47	-2,3
ПС Волчанец	110	106,68	-3,02
ПС С-55	110	106,55	-3,14
отп 111	110	106,72	-2,98
ПС Промысловка	110	106,48	-3,2
Нейтр ПС Береговая-2(1)	220	224,58	2,08
Нейтр ПС Береговая-2(2)	220	224,58	2,08
ПС Береговая-1	110	107,23	-2,52
ВН ПС Береговая-2	220	224,62	2,1
ПС Звезда	220	224,55	2,07
ПС Перевал	220	220,9	0,41
ПС Штыково	110	115,38	4,89
ПС Факел	110	115,38	4,89
ПС Анисимовка-т	110	112,85	2,59
ПС Фридман-т	110	112,79	2,54
ПС Вокзальная-т	110	111,74	1,58
ПС ХФЗ	110	111,84	1,67
СН ПаГРЭС	110	111,94	1,76
Нейтр ПаГРЭС 1	220	223,35	1,52
Нейтр ПаГРЭС 2	220	223,3	1,5
ВН ПаГРЭС	220	219,84	-0,07
ПС Смоляниново-т	110	110,35	0,32
ПС Садовая	110	107,9	-1,91
Г1 ПаГРЭС	10	10,5	5
Г2 ПаГРЭС	10	10,5	5
отпайка 89	110	112,85	2,59
отпайка 113	110	112,79	2,54
НН Лозовая	10	9,86	-1,38
НН Широкая	10	9,72	-2,79
НН Находка	10	9,6	-3,98
НН Береговая 2	10	10,03	0,27
НН ПаГРЭС	10	10,05	0,5
ВН Владивосток	500	502,56	0,51

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
НН Владивосток	10	9,97	-0,27

Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт представлена на рисунке 7.

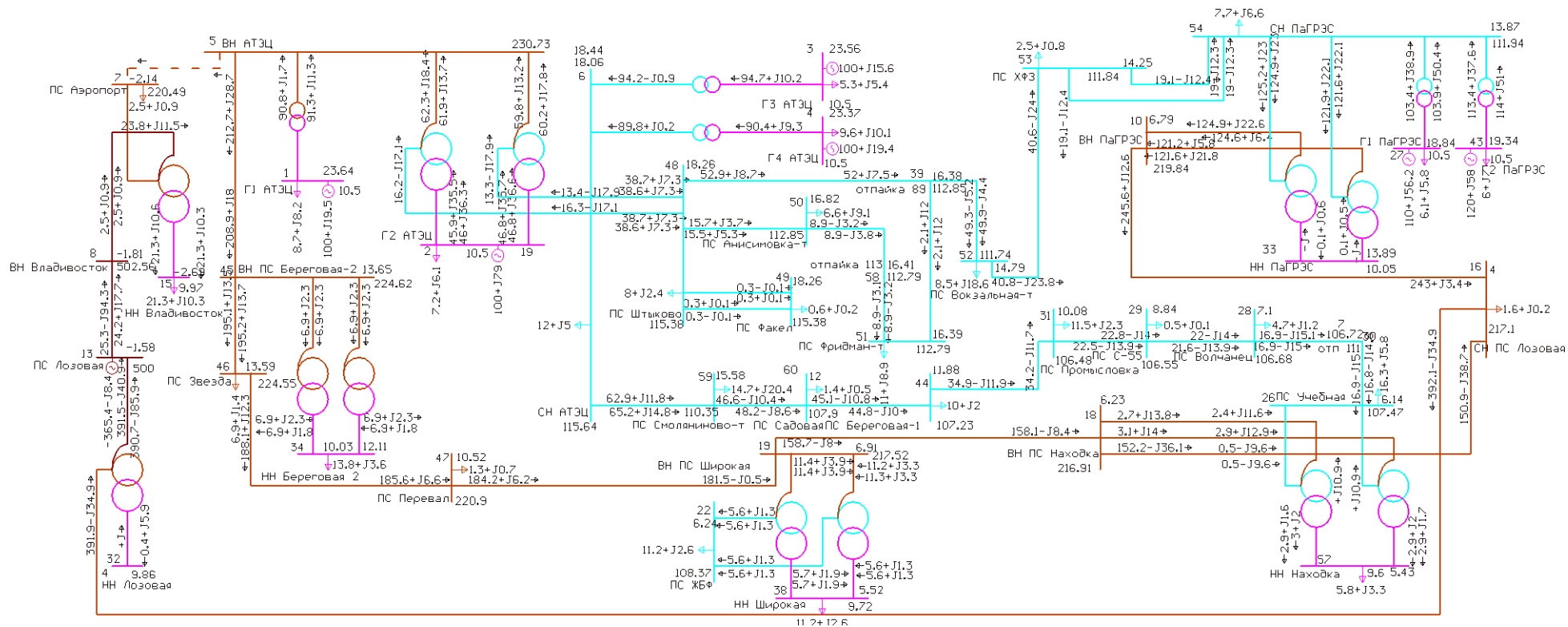


Рисунок 7 – Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭС – PS Аэропорт

Учитываем, что режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, следовательно, значения допустимых токов берутся для температуры минус 5 °С.

По данным расчета видно, что токовые нагрузки линий не превышают допустимых. В данном режиме отклонение значений напряжения не превышает $\pm 10\%$.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В этой главе рассчитываются вероятностные характеристики нагрузки, необходимые для дальнейшего выбора оборудования для реконструируемой сети.

Исходной информацией для выполнения подключения ПС Пригородная служит электрическая нагрузка, по ней выполняется и выбирается все необходимое оборудование. Метод расчета электрической нагрузки выбирается из исходной информации, в качестве исходной информации использовались результаты контрольных замеров. Поэтому нагрузка будет считаться вероятно-статистическим методом.

В качестве примера показан подробный расчет вероятностных характеристик на подстанции Перевал:

$$P_{\max} = 1,3 \text{ МВт} \quad (10)$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

$$Q_{\max} = 1,3 \cdot 0,38 = 0,49 \text{ Мвар}$$

2) Средняя мощность – значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{k_{\max}} \quad (12)$$

$$P_{cp} = \frac{1,3}{1,2} = 1,08 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \quad (13)$$

$$Q_{cp} = \frac{0,49}{1,2} = 0,41 \text{ Мвар}$$

где k_{max} – коэффициент максимума равен 1,2.

3) Эффективная (среднеквадратичная) мощность – её величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (14)$$

$$P_{эф} = 1,08 \cdot 1,17 = 1,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = Q_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (15)$$

$$Q_{эф} = 0,41 \cdot 1,17 = 0,5 \text{ Мвар}$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы равен 1,17.

Исходные данные для расчёта в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр
1	2	3
ПС 220 кВ Звезда	6,9	1,4
ПС 220 кВ Перевал	1,3	0,7
ПС 220 кВ Береговая - 2	13,8	3,6
ПС 110 кВ Штыково	9,57	3,86
ПС 110 кВ Факел	13,23	3,63

1	2	3
ПС 110 кВ ХФЗ	3,29	0,82
ПС 110 кВ Смоляниновотяга	14,7	20,4
ПС 110 кВ Береговая - 1	8,37	2,26
ПС 110 кВ Промысловка	11,5	2,3
ПС 110 кВ С – 55	1,4	0,4
ПС 110 кВ Волчанец	11,05	2,25
ПС 220 кВ Широкая	12,5	3,7
ПС 110 кВ ЖБФ	2,25	1,09
ПС 110 кВ Находка	46,05	8,62
ПС 110 кВ Учебная	21,18	3,02
ПС 220 кВ Козьмино	0,9	0,4
ПС 110 кВ Вокзальная – тяга	8,5	18,6
ПС 110 кВ Фридман – тяга	11,0	8,9
ПС 110 кВ Анисимовка – тяга	6,6	9,1
ПС 220 кВ Аэропорт	3,5	0,9
ПС 110 кВ Садовая	3,58	0,59

Для определения вероятностных характеристик воспользуемся усредненными значениями коэффициентов: $k_{\phi} = 1,15$ $k_{\max} = 1,2$.

Полный расчет вероятностных характеристик, существующих ПС выполнен в программе Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Подстанция	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
1	3	4	5	6	7	8
ПС 220 кВ Звезда	4.83	4.025	4.709	1.932	1.610	1.884
	3.45	2.875	3.364	1.380	1.150	1.346

1	2	3	4	5	6	7
ПС 220 кВ Перевал	0.91	0.758	0.887	0.364	0.303	0.355
	0.65	0.542	0.634	0.260	0.217	0.254
ПС 220 кВ Береговая – 2	9.66	8.050	9.419	3.864	3.220	3.767
	6.9	5.750	6.278	2.760	2.300	2.691
ПС 110 кВ Штыково	6.699	5.583	6.532	2.680	2.233	2.613
	4.785	3.988	4.665	1.914	1.595	1.866
ПС 110 кВ Факел	9.261	7.718	9.029	3.704	3.087	3.612
	6.615	5.513	6.450	2.646	2.205	2.580
ПС 110 кВ ХФЗ	2.303	1.919	2.245	0.921	0.768	0.898
	1.645	1.371	1.604	0.658	0.548	0.642
ПС 110 кВ Смоляниново- тяги	10.29	8.575	10.033	4.116	3.430	4.013
	7.35	6.125	7.166	2.940	2.450	2.867
ПС 110 кВ Береговая – 1	5.859	4.883	5.713	2.344	1.953	2.285
	4.185	3.488	4.080	1.674	1.395	1.632
ПС 110 кВ Промысловка	8.05	6.708	7.849	3.220	2.683	3.140
	5.75	4.792	5.606	2.300	1.917	2.243
ПС 110 кВ С – 55	0.98	0.817	0.956	0.392	0.327	0.382
	0.7	0.583	0.683	0.280	0.233	0.273
ПС 110 кВ Волчанец	7.735	6.446	7.542	3.094	2.578	3.017
	5.525	4.604	5.387	2.210	1.842	2.155
ПС 220 кВ Широкая	8.75	7.292	8.531	3.500	2.917	3.413
	6.25	5.208	6.094	2.500	2.083	2.438
ПС 110 кВ ЖБФ	1.575	1.313	1.536	0.630	0.525	0.614
	1.125	0.938	1.097	0.450	0.375	0.439
ПС 110 кВ Находка	32.235	26.863	31.429	12.894	10.745	12.572
	23.025	19.188	22.449	9.210	7.675	8.980
ПС 110 кВ Учебная	14.826	12.355	14.455	5.930	4.942	5.782
	10.59	8.825	10.325	4.236	3.530	4.130
ПС 220 кВ Козьмино	0.63	0.525	0.614	0.252	0.210	0.246
	0.45	0.375	0.439	0.180	0.150	0.176
ПС 110 кВ Вокзальная – тяги	5.95	4.958	5.801	2.380	1.983	2.321
	4.25	3.542	4.144	1.700	1.417	1.658
ПС 110 кВ Фридман – тяга	7.7	6.417	7.508	3.080	2.567	3.003
	5.5	4.583	5.363	2.200	1.833	2.145
ПС 110 кВ Анисимовка – тяги	4.62	3.850	4.505	1.848	1.540	1.802
	3.3	2.750	3.218	1.320	1.100	1.287
ПС 220 кВ Аэропорт	2.45	2.042	2.389	0.980	0.817	0.956
	1.75	1.458	1.706	0.700	0.583	0.683
ПС 110 кВ Садовая	2.506	2.088	2.443	1.002	0.835	0.977
	1.79	1.492	1.745	0.716	0.597	0.698

2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС

Для обоснования необходимости реконструкции сетей городского округа Владивостока необходимо прогнозировать рост нагрузок, связанных с развитием электрических сетей. Прогноз выполнен с перспективой на 5 лет.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (16)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,029 [31].

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

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

В качестве примера покажем подробный расчет спрогнозированных нагрузок на подстанции Перевал:

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = 0,758 \cdot (1 + 0,029)^5 = 0,87$$

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi} \quad (17)$$

$$P_{\text{эф}} = 0,758 \cdot 1,15 = 0,87 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (18)$$

$$Q_{эф} = 0,303 \cdot 1,15 = 0,35 \text{ Мвар}$$

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot k_{\max} \quad (19)$$

$$P_{\max} = 0,758 \cdot 1,2 = 0,91 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot k_{\max}, \quad (20)$$

$$Q_{\max} = 0,303 \cdot 1,2 = 0,36 \text{ Мвар}$$

Далее в таблице 16 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 16 – Вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	P_{\max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт
1	3	4	5
ПС 220 кВ Звезда	5.152	4.294	5.023
	3.680	3.067	3.588
ПС 220 кВ Перевал	0.971	0.809	0.946
	0.693	0.578	0.676
ПС 220 кВ Береговая – 2	10.304	8.587	10.047
	7.507	6.256	7.319
ПС 110 кВ Штыково	2.506	2.088	2.443
	1.790	1.491	1.745
ПС 110 кВ Факел	7.146	5.955	6.967
	5.104	4.254	4.977
ПС 110 кВ ХФЗ	10.075	8.396	9.824
	7.197	5.997	7.017
ПС 110 кВ Смоляниново-тяга	10.976	9.147	10.702
	7.840	6.534	7.644
ПС 110 кВ Береговая – 1	6.374	5.312	6.215
	4.553	3.794	4.439
ПС 110 кВ Промысловка	8.758	7.298	8.539
	6.256	5.213	6.099
ПС 110 кВ С – 55	1.066	0.888	1.040
	0.762	0.635	0.743

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ПС 110 кВ Волчанец	8.415	7.013	8.205
	6.011	5.009	5.861
ПС 220 кВ Широкая	9.519	7.933	9.281
	6.800	5.666	6.630
ПС 110 кВ ЖБФ	1.714	1.428	1.671
	1.224	1.020	1.193
ПС 110 кВ Находка	35.070	29.225	34.193
	25.050	20.875	24.424
ПС 110 кВ Учебная	16.130	13.441	15.727
	11.521	9.601	11.233
ПС 220 кВ Козьмино	0.685	0.571	0.668
	0.490	0.408	0.477
ПС 110 кВ Вокзальная – тяга	6.473	5.394	6.311
	4.624	3.853	4.508
ПС 110 кВ Фридман – тяга	8.377	6.981	8.168
	5.984	4.986	5.834
ПС 110 кВ Анисимовка – тяга	5.026	4.189	4.901
	3.590	2.992	3.500
ПС 220 кВ Аэропорт	2.613	2.178	2.548
	1.867	1.556	1.820
ПС 110 кВ Садовая	2.673	2.228	2.606
	1.909	1.591	1.862

Таким образом, спрогнозированная нагрузка необходима для дальнейшего расчета параметров ВЛ и КЛ, трансформаторов, для расчета режимов, а также выбора оборудования на проектируемой подстанции.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПРИСОЕДИНЕНИИ ПС ПРИГОРОДНАЯ

3.1 Описание и выбор трех вариантов конфигурации электрической сети

Схемы электрических сетей должны обеспечивать необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии на приемниках, безопасность работы сети и возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей с минимальными затратами.

В практике реконструкции для построения рациональной конфигурации сети применяется вариационный метод, согласно которому для данного местоположения потребителей выделяется несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Предложено 3 варианта схем электрической сети, из которых в следствии обоснованного отбора должно остаться 1.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Длина линий и количество выключателей для вариантов конфигурации электрической сети.

№ Варианта	Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	ПС Пригородная – ПС Звезда	2	51	4
2	ПС Пригородная – ПС Владивосток	2	110	4
3	ПС Пригородная – к ПС Звезда и ПС Владивосток	1	51	2
		1	110	2

3.1.1 Вариант схемы №1 присоединения к ПС Звезда

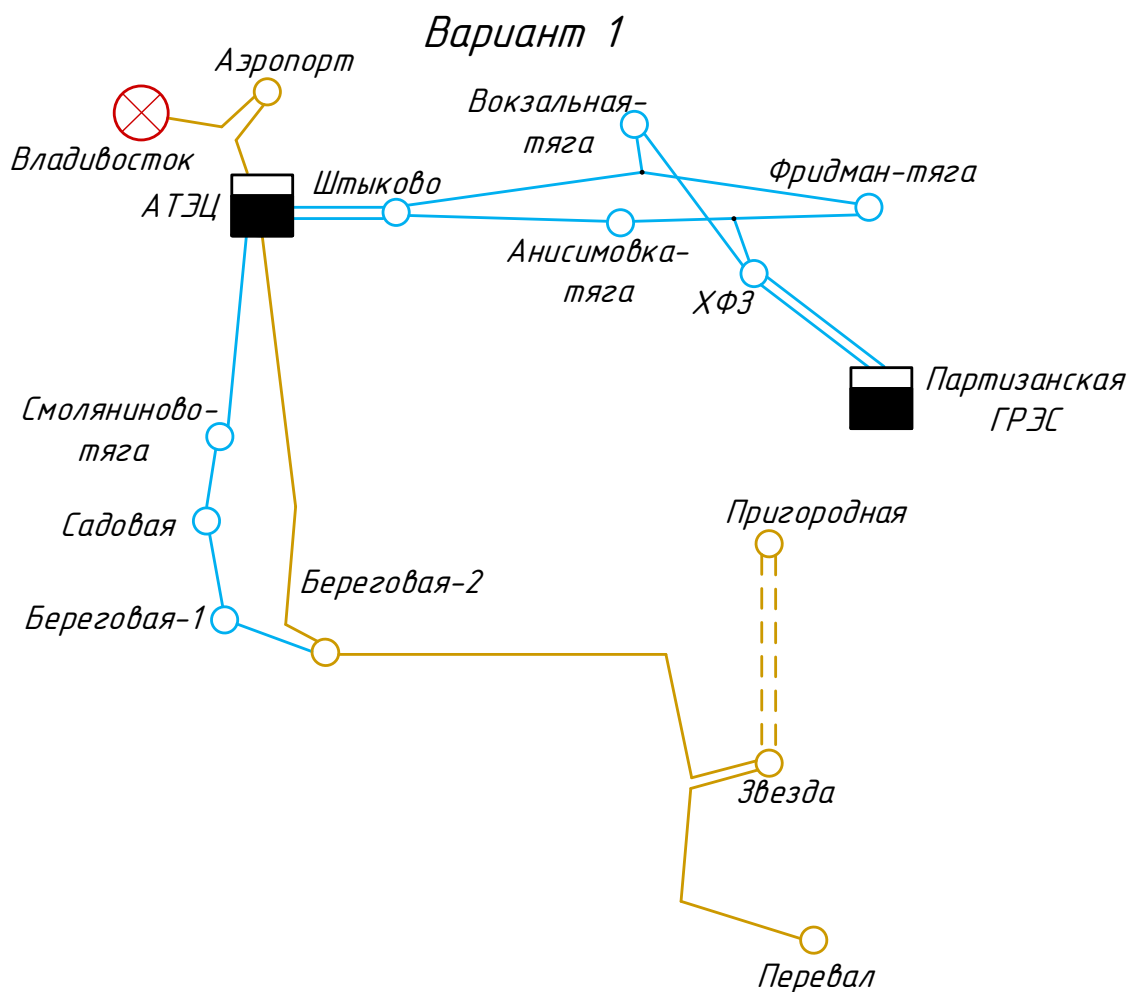


Рисунок 8 – Карта-схема варианта №1

Описание варианта схемы №1 - подстанция Пригородная подключается напрямую к ПС Звезда. ПС Пригородная в данной схеме является тупиковой.

Преимуществами данной схемы являются относительно небольшое количество выключателей в проектируемой сети.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости строительства подстанции из-за большой длины проектируемых ЛЭП.

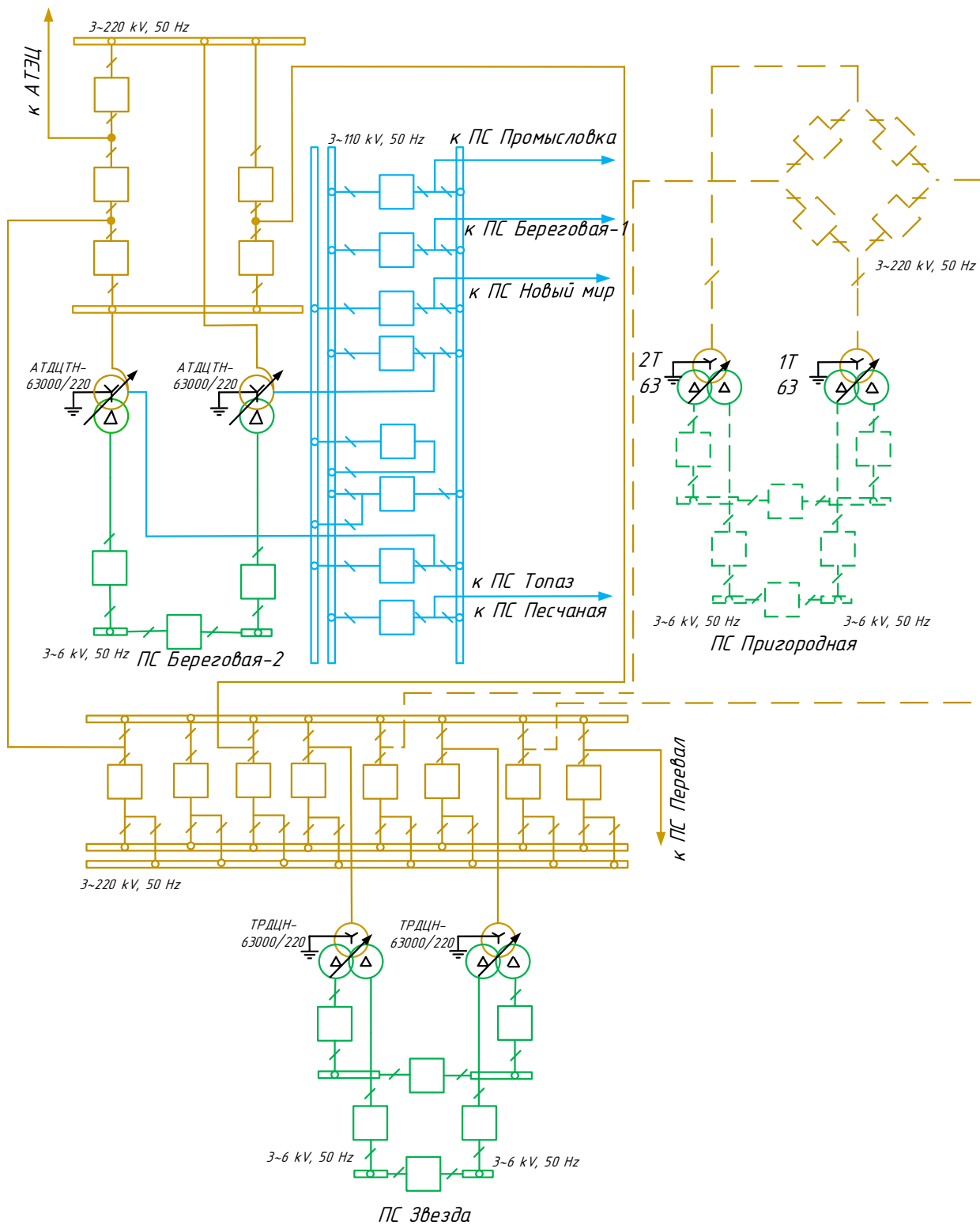


Рисунок 9 – Электрическая схема варианта №1

3.1.2 Вариант схемы №2 присоединения к ПС Владивосток

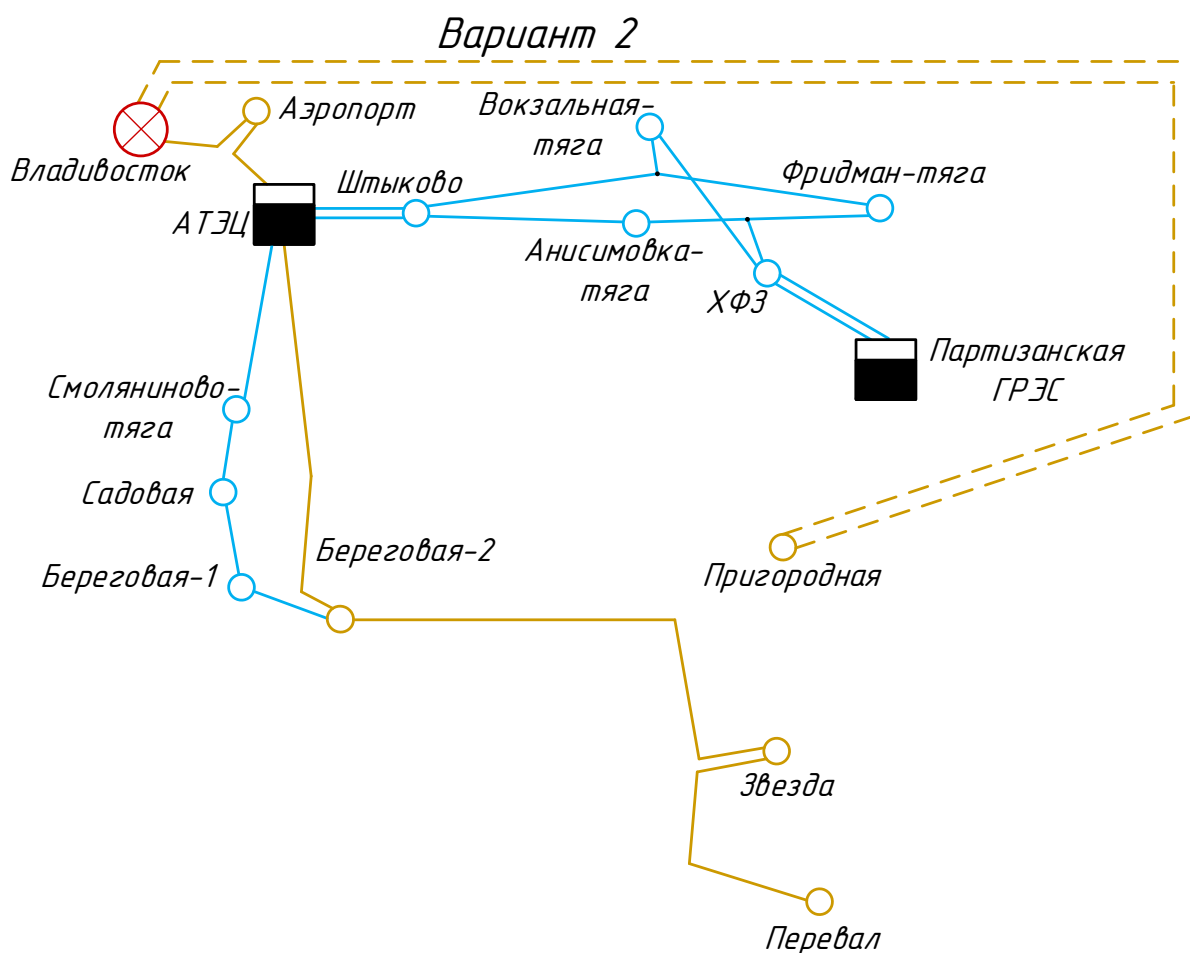


Рисунок 10 – Карта-схема варианта №2

Описание варианта схемы №2 - подстанция Пригородная подключается напрямую к ПС Владивосток. ПС Пригородная в данной схеме является тупиковой.

Преимуществами данной схемы являются относительно небольшое количество выключателей в проектируемой сети.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости строительства подстанции из-за большой длины проектируемых ЛЭП.

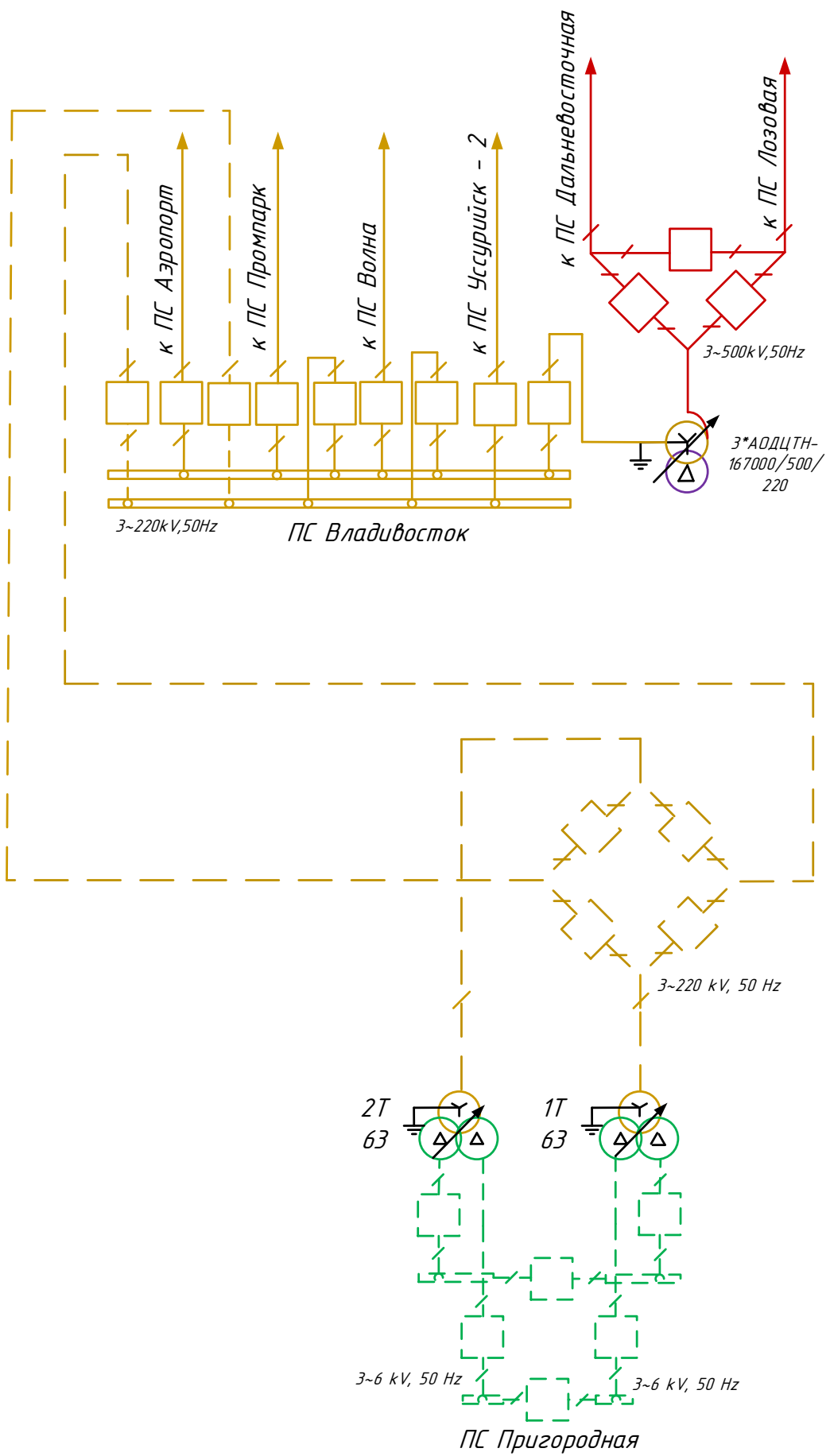


Рисунок 11 – Электрическая схема варианта №2

3.1.3 Вариант схемы №3 присоединения к ПС Звезда и ПС Владивосток

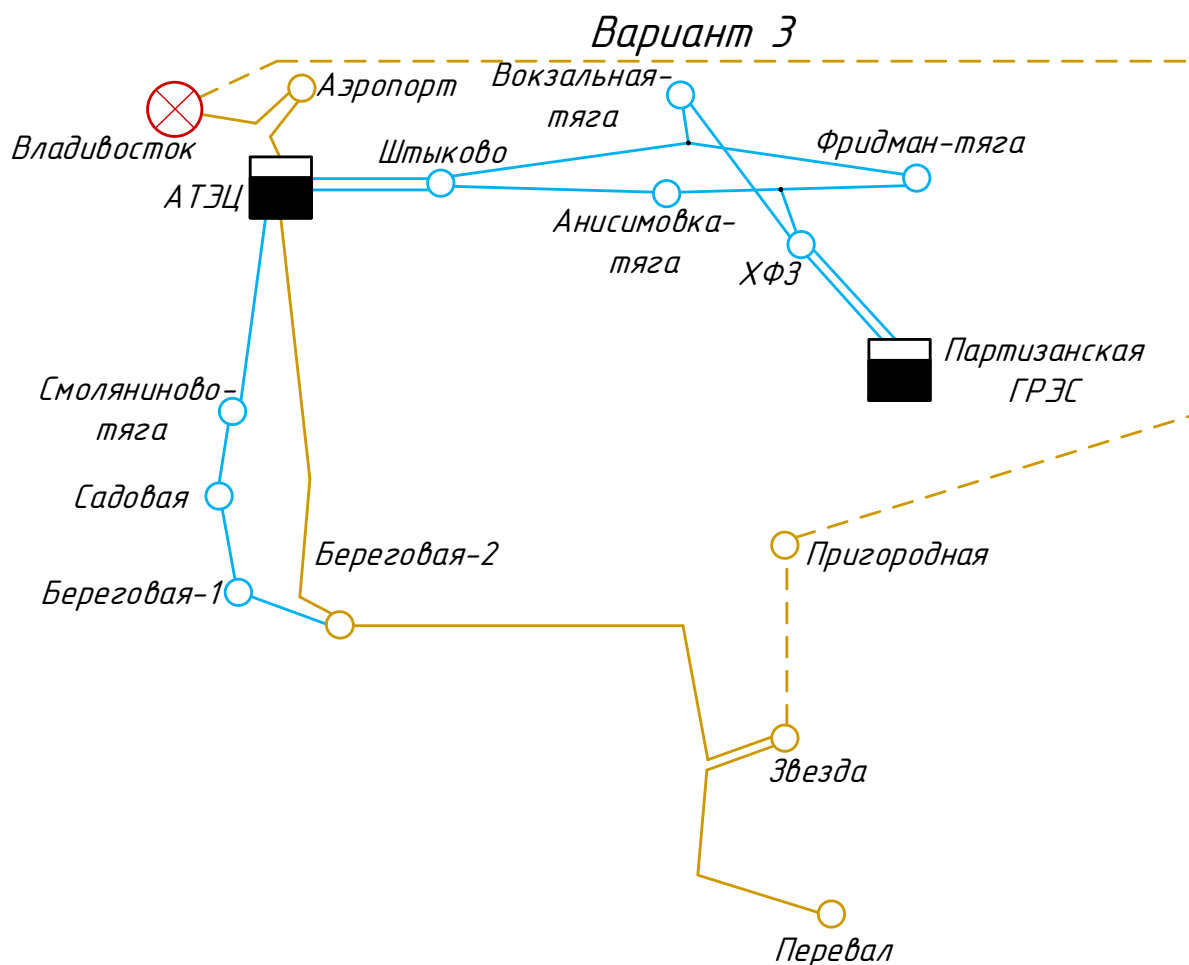


Рисунок 12 – Карта-схема варианта №3

Описание схемы № 3– подстанция Пригородная является проходной между ПС 500 кВ Владивосток и ПС 220 кВ Звезда.

Преимуществами данной схемы являются малое число выключателей в проектируемой сети, а также относительно небольшая длина проектируемых ВЛ.

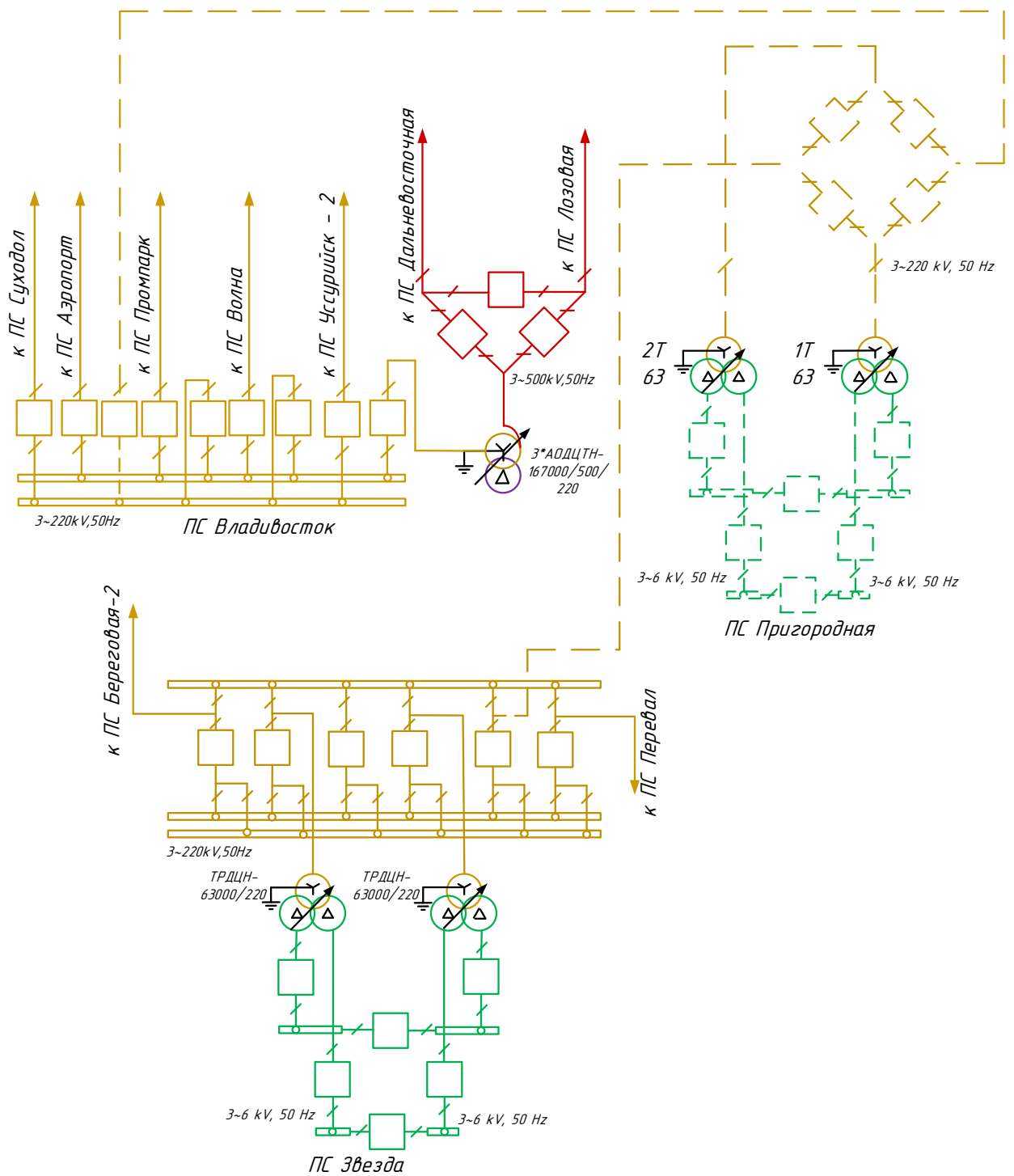


Рисунок 13 – Электрическая схема варианта №3

Из таблицы 14 видно, что для дальнейшего анализа выбираем схемы №1 и №3 по количеству выключателей и длине линий.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП экономически не выгодна, так как приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого рядом с потребителем устанавливают источники реактивной мощности.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для ПС Пригородная:

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} ; \quad (21)$$

$$Q_{\text{эк}} = 52,92 \cdot 0,4 = 21,17 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{КВи}} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{предi}} ; \quad (22)$$

$$Q_{\text{КВ}} = 21,17 - 21,17 = 0 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент $\operatorname{tg} \varphi$ принимается равным 0,4 в соответствии с приказом №380 [13].

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется как сумма средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надежности потребителей; в случае категорий 1 и 2 на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них второй должен обеспечить потребителя полным питанием. [14,16,26].

Согласно заявке на подключение ПС Пригородная, максимальная мощность энергопринимающих районов заявителя составляет 49,5 МВт.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3} \quad (23)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$ – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность одной ПС в зимний период.

$$S_p = \frac{\sqrt{(52,92)^2 + (52,92 \cdot 0,4)^2}}{2 \cdot 0,7} = 40,7 \text{ МВА}$$

Для схемы №2 выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/220 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 63$ МВА, для схемы №3 выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/220 с аналогичной номинальной мощностью.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{нор} = \frac{S_p}{n \cdot S_{Тном}} \quad (24)$$

$$K_3^{нор} = \frac{40,7}{2 \cdot 63} = 0,5$$

$$K_3^{п} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{Тном}} \quad (25)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{40,7}{(2-1) \cdot 63} = 0,9.$$

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме не должно выходить за границы интервала 0,5 - 0,75. Значение коэффициента загрузки в послеаварийном режиме не должно выходить за пределы интервала 1,45.

По результатам расчетов для схемы №2 оставляем трансформатор ТРДЦН-63000/220 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 63$ МВА, для схемы №3 выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/220 с аналогичной номинальной мощностью.

3.4 Выбор сечений проводников

Одним из важных параметров провода является размер его сечения. Чем больше сечение, тем больше затраты на строительство ЛЭП и амортизационные отчисления. При выборе сечения проводников для проектируемой сети учитывается: пропускная способность сечения по нагреву в послеаварийных режимах, технико – экономические показатели. Для ВЛ также учитывается механическая прочность и условия образования короны. Новый провод выбирается по марки и сечению.

В настоящее время наиболее точный результат по выбору сечения проводников дает метод экономических токовых интервалов. В соответствии с этим методом расчет производится в следующем порядке. По максимальному току определяется расчетный ток, по таблице токовых экономических интервалов [21] находится экономически целесообразное сечение провода и осуществляется проверка по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме.

Вариант №1:

Находим максимальный ток, протекающий по линии по формуле:

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}} \quad (26)$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии зимой;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети;

n – количество цепей.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{75,6^2 + 30,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,107 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (27)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 220 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, данный коэффициент принимаем равным 1;

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,107 = 0,112 \text{ кА.}$$

В варианте №1 согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей выбираем ВЛ провод АС-240/32. Допустимая токовая нагрузка – 505 А при 25 °С.

Вариант №3:

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{75,6^2 + 30,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,214 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,214 = 0,225 \text{ кА.}$$

Для данного варианта реконструкции сети для ВЛ 220 кВ ПС Пригородная – ПС Звезда выбираем провод АС - 400/51. Допустимая токовая нагрузка – 825 А при 25 °С.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{130,2^2 + 60,48^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,377 \text{ кА}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,377 = 0,396 \text{ кА.}$$

Для данного варианта реконструкции сети для ВЛ 220 кВ ПС Пригородная – ПС Владивосток выбираем провод АС - 500/64. Допустимая токовая нагрузка – 815 А при 25 °С.

3.5 Расчет и анализ послеаварийных режимов

Для оценки объемов работ по реконструкции необходимо также произвести расчет послеаварийных режимов и отключить линии, которые больше всего загружены и выявить дополнительные мероприятия. Участки – ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт.

На рисунке 14 представлена графическая схема данного режима.

3.5.1 Вариант схемы №1

По результатам анализа нормального режимов данной схемы подключения подстанции Пригородная делаем вывод о том, что параметры режима входят в допустимые области.

Режим отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт:

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 18 – Токовые нагрузки ЛЭП варианта №1 в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t минус 5°C
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Звезда – Перевал	АС – 300 АСк – 300	428	710	680
ВЛ 220 кВ Звезда – Береговая – 2	АС – 300 Аск – 300	527	710	680
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая – 2	АСО – 300	563	710	680
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС – ПС 500 кВ Лозовая	АС – 300	627	710	680
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ	2*АС – 150	99	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – Факел	АС – 120 АСК – 120	2	375	484
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково	2*АС – 150	179	450	581
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново – тяга	АС – 120 М – 70	326	337	435
КВЛ 110 кВ Береговая – 2 – Береговая – 1	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	335	375	484
КВЛ 110 кВ Береговая – 1 – Промысловка	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	189	337	400
ВЛ 110 кВ Промысловка – С – 55	АС – 120 М – 70 М – 95	135	337	400
ВЛ 110 кВ С – 55 – отпайка 111	АС – 120 М – 70	132	337	435
КВЛ 110 кВ отпайка 111 – Находка	АС – 120 АС – 300 М – 70 ПвПпнг2г-НФ- А 1*500	113	337	435

1	2	3	4	5
КВЛ 110 кВ Волчанец – отпайка 111	АС – 120	113	375	484
ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал	АСО – 300	425	580	690
КВЛ 220 кВ Широкая – Находка	ПвПпнг2г-НФ- А 1*500	365	1030	949
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АСО – 240 АСО – 300	365	337	435
ВЛ 110 кВ Широкая – ЖБФ	2*АС – 185	15	510	658
ВЛ 220 кВ Находка – Лозовая	АС – 300	356	585	690
ВЛ 110 кВ Находка – Учебная	2*АС – 120	25	375	484
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга – отпайка 89	АС – 150	219	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – отпайка 89	АС - 150	241	450	581
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 113	АС – 150	41	390	503
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 89	АС -150	62	450	581
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – Штыково	АС – 150	77	390	503
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – отпайка 113	АС – 150	42	390	503
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга - ХФЗ	АС - 150	207	390	503
ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	АС - 300	113	585	690
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	АС – 400	-	705	825
ВЛ 220 кВ Аэропорт – Владивосток	АС – 400	3	705	825
ВЛ 110 кВ Смоляниново/тяга - Садовая	АС – 150 АСКП -150 М - 70	247	337	435
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая - 1	АСКП -150 М – 70 3*АПвПу2г 1*630(гж)	239	337	435
ВЛ 220 кВ Пригородная - Звезда	2*АС - 240	47	505	605

Таблица 19 – Расчетные значения напряжений варианта №1 в узлах в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г1 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г2 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г3 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г4 АТЭЦ	10	10,5	5,00
ВН АТЭЦ	220	230,59	4,81
СН АТЭЦ	110	115,60	5,09
ПС Аэропорт	220	220,49	0,22
Нейтр ПС Владивосток	500	501,12	0,22
Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220	231,07	5,03
Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220	231,05	5,02
ПС Лозовая	500	500	0
Нейтр ПС Лозовая 2	500	494,11	-1,18
СН ПС Лозовая	220	217,53	-1,12
ВН ПС Находка	220	217,27	-1,24
ВН ПС Широкая	220	217,81	-0,99
Нейтр ПС Широкая 1	220	217,2	-1,27
Нейтр ПС Широкая 2	220	217,2	-1,27
ПС ЖБФ	110	108,51	-1,35
Нейтр ПС Находка 1	220	215,36	-2,11
Нейтр ПС Находка 2	220	215,37	-2,11
ПС Учебная	110	107,68	-2,11
ПС Волчанец	110	106,92	-2,8
ПС С-55	110	106,77	-2,94
отп 111	110	106,96	-2,76
ПС Промысловка	110	106,68	-3,02
Нейтр ПС Береговая-2(1)	220	224,03	1,83
Нейтр ПС Береговая-2(2)	220	224,03	1,83
ПС Береговая-1	110	107,4	-2,37
ВН ПС Береговая-2	220	224,08	1,85
ПС Звезда	220	224,01	1,82
ПС Перевал	220	220,84	0,38
ПС Штыково	110	115,36	4,87
ПС Факел	110	115,35	4,87
ПС Анисимовка-т	110	112,9	2,64
ПС Фридман-т	110	112,87	2,6
ПС Вокзальная-т	110	111,89	1,72
ПС ХФЗ	110	112,01	1,82
СН ПаГРЭС	110	112,12	1,93
Нейтр ПаГРЭС 1	220	223,73	1,7
Нейтр ПаГРЭС 2	220	223,68	1,67
ВН ПаГРЭС	220	220,25	0,11
ПС Смоляниново-т	110	110,41	0,37

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
ПС Садовая	110	108,04	-1,79
Г1 ПаГРЭС	10	10,5	5
Г2 ПаГРЭС	10	10,5	5
отпайка 89	110	112,93	2,66
отпайка 113	110	112,87	2,61
НН Лозовая	10	9,88	-1,18
НН Широкая	10	9,73	-2,66
НН Находка	10	9,62	-3,79
НН Береговая 2	10	10,0	0,03
НН ПаГРЭС	10	10,07	0,67
ВН Владивосток	500	502,56	0,51
НН Владивосток	10	9,97	-0,27
ВН ПС Пригородная	220	223,01	1,37
НН ПС Пригородная 1	6	6,07	1,16
Нейтр ПС Пригородная	220	219,03	-0,44
Нейтр ПС Пригородная	220	219,03	-0,44
НН ПС Пригородная 2	6	6,07	1,16

Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт представлена на рисунке 15.

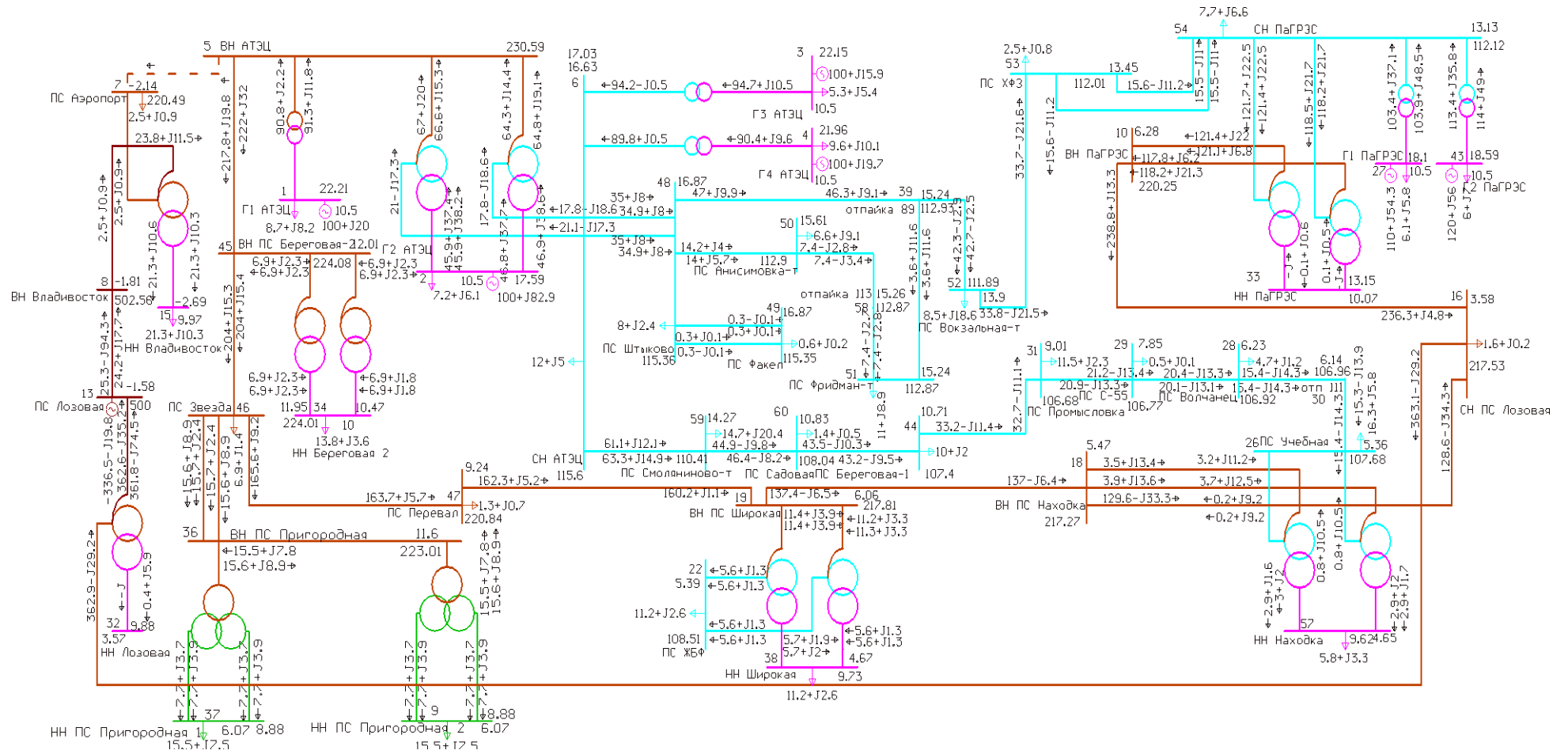


Рисунок 15 – Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС Аэропорт

Учитываем, что режим максимальных нагрузок характерен для зимнего периода, следовательно, значения допустимых токов берутся для температуры минус 5 °С.

По данным расчета видно, что токовые нагрузки линий не превышают допустимых. В данном режиме отклонение значений напряжения не превышает $\pm 10\%$.

По результатам анализа нормального режимов данной схемы подключения подстанции Пригородная делаем вывод о том, что параметры режима входят в допустимые области.

Далее отключаем самые загруженные линии:

Режим отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт:

Расчет данного режима производится для оценки токовой нагрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 20 – Токовые нагрузки ЛЭП варианта №3 в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Наименование ЛЭП	Марка провода	Токовая нагрузка ЛЭП, А	Допустимый ток, А	
			при t +25°C	при t минус 5°C
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Звезда – Перевал	АС – 300 АСк – 300	269	710	680
ВЛ 220 кВ Звезда – Береговая – 2	АС – 300 Аск – 300	595	710	680
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая – 2	АСО – 300	632	710	680
ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС – ПС 500 кВ Лозовая	АС – 300	574	710	680
ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ	2*АС – 150	50	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – Факел	АС – 120 АСК – 120	2	375	484
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Штыково	2*АС – 150	134	450	581
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново – тяга	АС – 120 М – 70	301	337	435
КВЛ 110 кВ Береговая – 2 – Береговая – 1	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	335	375	484
КВЛ 110 кВ Береговая – 1 – Промысловка	АС – 120 3*АпвПу2г 1*630(гж)	162	337	400
ВЛ 110 кВ Промысловка – С – 55	АС – 120 М – 70 М – 95	109	337	400
ВЛ 110 кВ С – 55 – отпайка 111	АС – 120 М – 70	106	337	435

1	2	3	4	5
КВЛ 110 кВ отпайка 111 – Находка	АС – 120 АС – 300 М – 70 ПвПпнг2г-НФ-А 1*500	88	337	435
КВЛ 110 кВ Волчанец – отпайка 111	АС – 120	88	375	484
ВЛ 220 кВ Широкая – Перевал	АСО – 300	266	580	690
КВЛ 220 кВ Широкая – Находка	ПвПпнг2г-НФ-А 1*500	205	1030	949
ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	АСО – 240 АСО – 300	205	337	435
ВЛ 110 кВ Широкая – ЖБФ	2*АС – 185	15	510	658
ВЛ 220 кВ Находка – Лозовая	АС – 300	188	585	690
ВЛ 110 кВ Находка – Учебная	2*АС – 120	23	375	484
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга – отпайка 89	АС – 150	117	450	581
ВЛ 110 кВ Штыково – отпайка 89	АС - 150	170	450	581
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 113	АС – 150	19	390	503
ВЛ 110 кВ Фридман/тяга – отпайка 89	АС -150	66	450	581
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – Штыково	АС – 150	61	390	503
ВЛ 110 кВ Анисимовка/тяга – отпайка 113	АС – 150	21	390	503
ВЛ 110 кВ Вокзальная/тяга - ХФЗ	АС - 150	106	390	503
ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	АС - 300	106	585	690
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	АС – 400	-	705	825
ВЛ 220 кВ Аэропорт – Владивосток	АС – 400	99	705	825
ВЛ 110 кВ Смоляниново/тяга - Садовая	АС – 150 АСКП -150 М - 70	220	337	435
ВЛ 110 кВ Садовая – Береговая - 1	АСКП -150 М – 70 3*АПвПу2г1*630(гж)	212	337	435
ВЛ 220 кВ Пригородная - Звезда	АС - 400	311	705	825
ВЛ 220 кВ Пригородная - Владивосток	АС – 500	232	815	945

Таблица 21 – Расчетные значения напряжений варианта №3 в узлах в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Г1 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г2 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г3 АТЭЦ	10	10,5	5,00
Г4 АТЭЦ	10	10,5	5,00
ВН АТЭЦ	220	230,17	4,62
СН АТЭЦ	110	115,48	4,98
ПС Аэропорт	220	218,89	-0,51
Нейтр ПС Владивосток	500	497,23	-0,55
Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220	230,76	4,89
Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220	230,72	4,87
ПС Лозовая	500	500	0
Нейтр ПС Лозовая 2	500	496,6	-0,68
СН ПС Лозовая	220	218,6	-0,64
ВН ПС Находка	220	218,07	-0,88
ВН ПС Широкая	220	218,4	-0,73
Нейтр ПС Широкая 1	220	217,79	-1,01
Нейтр ПС Широкая 2	220	217,79	-1,01
ПС ЖБФ	110	108,81	-1,08
Нейтр ПС Находка 1	220	216,33	-1,67
Нейтр ПС Находка 2	220	216,34	-1,66
ПС Учебная	110	108,16	-1,67
ПС Волчанец	110	107,48	-2,29
ПС С-55	110	107,29	-2,47
отп 111	110	107,52	-2,25
ПС Промысловка	110	107,15	-2,59
Нейтр ПС Береговая-2(1)	220	222,47	1,12
Нейтр ПС Береговая-2(2)	220	222,47	1,12
ПС Береговая-1	110	107,78	-2,01
ВН ПС Береговая-2	220	222,51	1,14
ПС Звезда	220	222,43	1,1
ПС Перевал	220	220,49	0,22
ПС Штыково	110	115,26	4,79
ПС Факел	110	115,26	4,78
ПС Анисимовка-т	110	113	2,73
ПС Фридман-т	110	113,03	2,76
ПС Вокзальная-т	110	112,26	2,06
ПС ХФЗ	110	112,43	2,21
СН ПаГРЭС	110	112,58	2,35
Нейтр ПаГРЭС 1	220	224,71	2,14
Нейтр ПаГРЭС 2	220	224,66	2,12
ВН ПаГРЭС	220	221,26	0,57
ПС Смоляниново-т	110	110,52	0,47

1	2	3	4
ПС Садовая	110	108,35	-1,5
Г1 ПаГРЭС	10	10,5	5
Г2 ПаГРЭС	10	10,5	5
отпайка 89	110	113,1	2,82
отпайка 113	110	113,03	2,76
НН Лозовая	10	9,93	-0,68
НН Широкая	10	9,76	-2,4
НН Находка	10	9,67	-3,35
НН Береговая 2	10	9,93	0,68
НН ПаГРЭС	10	10,11	1,11
ВН Владивосток	500	501,46	0,29
НН Владивосток	10	9,89	-1,06
ВН ПС Пригородная	220	218,86	-0,52
НН ПС Пригородная 1	6	5,95	-0,83
Нейтр ПС Пригородная	220	214,79	-2,37
Нейтр ПС Пригородная	220	214,79	-2,37
НН ПС Пригородная 2	6	5,95	-0,83

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт отклонения напряжения в узлах сети, а также токовые нагрузки ЛЭП находятся в допустимых пределах, это говорит о том, что реконструкция сети при подключении ПС Пригородная к ПС 220 кВ Звезда и ПС Владивосток не требуется.

Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт приведена на рисунке 17.

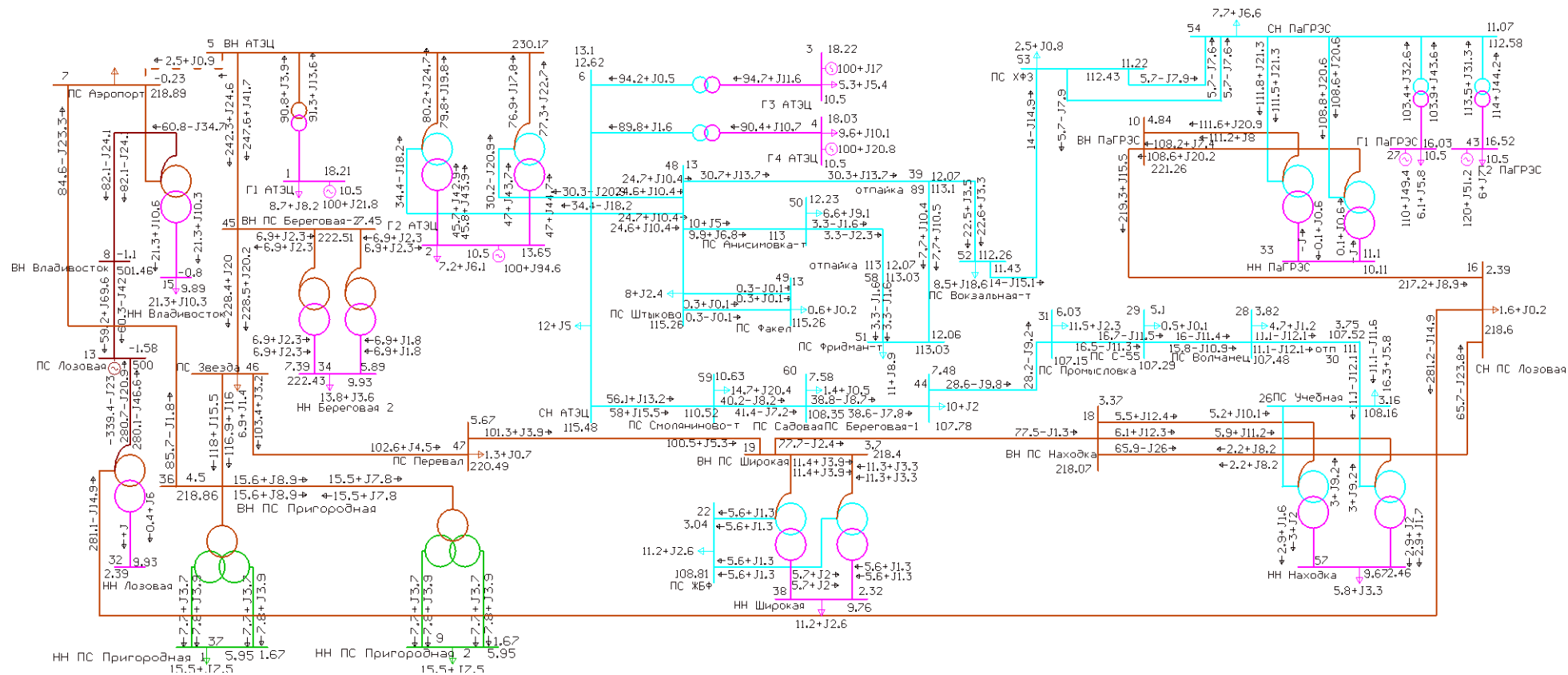


Рисунок 17 – Схема потокораспределения варианта №3 в режиме отключения ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Аэропорт

3.6 Техничко-экономический расчет

Данный расчет выполняется для определения наиболее выгодного с экономической точки зрения варианта реконструкции.

3.6.1 Расчет капиталовложений

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на демонтаж старого оборудования, сооружение подстанций и линий электропередачи, тыс. руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (28)$$

Затраты на демонтаж оборудования ПС считается по следующей формуле:

$$K_{демПС} = K_{демТр} + K_{демВыкл}, \quad (29)$$

где $K_{демТр}$ – стоимость демонтажа трансформаторов, принимаем равной 14,8 тыс. руб.;

$K_{демВыкл}$ – стоимость демонтажа выключателей, принимаем равной 7,1 тыс. руб [21].

Затраты на демонтаж оборудования в двух вариантах будут равны.

$$K_{демПС} = 2 \cdot 1,66 = 3,32 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения на строительство подстанций состоят из вложений, необходимых для приобретения трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности, строительства ОРУ и постоянных затрат, в которые входят затраты на подведение коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (30)$$

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$ – затраты на отвод земли;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61 [31];

$K_{ЗОН}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5 [31].

Капитальные вложения на строительство подстанций для двух вариантов будут равны:

$$K_{ПС} = 2 \cdot 14700 + 124000 + 26000 + 11000 = 190400 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительство ВЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (31)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина КЛ.

1) Вариант схемы №1

$$K_{ЛЭЛ} = 2 \cdot 51 \cdot 2195 = 223890 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №3

$$K_{ЛЭП} = 51 \cdot 1310 + 110 \cdot 1470 = 228510 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети:

1) Вариант схемы №1

$$K = (3,32 + 190400 + 223890) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 2864838,3 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №3

$$K = (3,32 + 190400 + 228510) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 2896785,6 \text{ тыс. руб}$$

3.6.2 Расчет потерь электроэнергии

Необходимо рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в данном случае это будут потери в трансформаторах ($\Delta W_{ТР}$) и потери в линиях электропередачи ($\Delta W_{ЛЭП}$). Расчет производится по эффективной мощности:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (32)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (33)$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

$P_{\text{ЭФ}}^3, P_{\text{ЭФ}}^Л$ - потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{ЭФ}}^3, Q_{\text{ЭФ}}^Л$ - потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{ЛЭП}$ – активное сопротивление линии, Ом.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^3)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{ЭФ}}^Л)^2}{n \cdot U_{НОМ}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_Л + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (34)$$

где $P_{\text{ЭФ}}^3, P_{\text{ЭФ}}^Л$ – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$Q_{\text{ЭФ}}^3, Q_{\text{ЭФ}}^Л$ – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов, равное 8760 часов.

Вариант схемы №1:

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(56,450)^2 + (22,580)^2}{220^2} \cdot 2 \cdot 6,17 \cdot 5900 + \frac{(40,322)^2 + (16,129)^2}{220^2} \cdot 2 \cdot 6,17 \cdot 2860 = 6935,664 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{(54,450)^2 + (22,580)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot 3,9 \cdot 5900 + \frac{(40,322)^2 + (16,129)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot 3,9 \cdot 2860 \right) + 2 \cdot 0,082 \cdot 8760 =$$

$$= 2532,632 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электрической мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 6935,664 + 2532,632 = 9468,296 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант схемы №3:

Потери в линиях:

$$\Delta W_{лэл} = \frac{(54,450)^2 + (22,580)^2}{220^2} \cdot (6,17 + 8,25) \cdot 5900 + \frac{(40,322)^2 + (16,129)^2}{220^2} \cdot (6,17 + 8,25) \cdot 2860 =$$

$$= 7714,840 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left(\frac{(54,450)^2 + (22,580)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot 3,9 \cdot 5900 + \frac{(40,322)^2 + (16,129)^2}{2 \cdot 220^2} \cdot 3,9 \cdot 2860 \right) + 2 \cdot 0,082 \cdot 8760 =$$

$$= 2479,909 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электрической мощности в элементах сети:

$$\Delta W = 7714,840 + 2479,909 = 10194,749 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

3.6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками называется сумма денежных средств, реализуемая на обеспечение работоспособности объектов энергетики.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{ЭР} + I_{\Delta W}, \quad (35)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;
 $I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования;
 $I_{ДВ}$ – затраты на передачу электроэнергии.

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования берутся из Файбисовича [22].

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{T_{СЛ}}, \quad (36)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

В то же время амортизационные отчисления могут не учитываться, так как в условиях рыночных отношений в экономике источником финансирования капитальных вложений могут быть любые поступления: кредиты банков, накопленная прибыль и т.д.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Определяются через нормы отчислений и капиталовложения:

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (37)$$

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 223890 + 0,059 \cdot 190400 = 13024,72$$

где $\alpha_{Н.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{Н.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,059 [22].

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь электрической энергии и их стоимости:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (38)$$

$$I_{\Delta W} = 10194,749 \cdot 4,13 = 42104,313$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 4,13 руб/ кВт·ч [13].

Таблица 22 – Значения издержек для вариантов проектирования

Вариант проектирования	I_{AM} , тыс.руб	$I_{ЭР}$, тыс. руб	$I_{\Delta W}$, тыс. руб	I_{Σ} , тыс. руб
1	0,05	13024,72	42104,313	55129,08
3	0,05	13061,68	42104,313	55166,04

3.6.4 Определение приведенных дисконтированных затрат

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_{H.д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (39)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

1) Вариант схемы №1

$$Z = 0,1 \cdot 2864838,3 + 55129,08 = 341,6 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

1) Вариант схемы №3

$$Z = 0,1 \cdot 2896785,6 + 55166,04 = 344,8 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Техничко-экономические показатели для варианта сети

Показатель	Вариант №1	Вариант №3
Капиталовложения, млн. руб.	2864,84	2896,79
Издержки, млн. руб.	55	55
Приведенные затраты, млн. руб.	341,6	344,8

Отсюда делаем вывод, что к исполнению принят вариант реконструкции №1, как наиболее целесообразный при дальнейшей реконструкции сети.

На рисунке 18 представлена графическая схема выбранного варианта подключения ПС Пригородная.

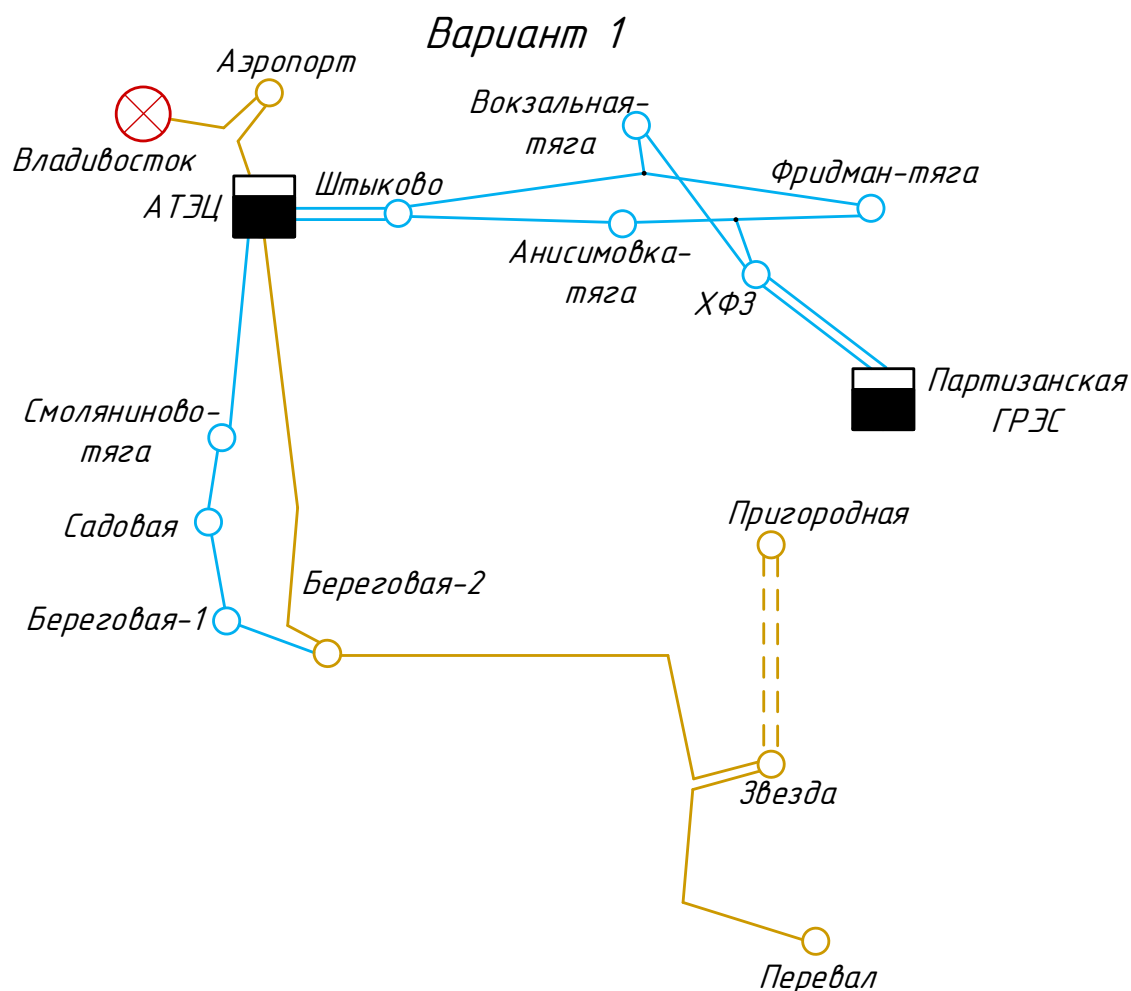


Рисунок 18 – Карта-схема выбранного варианта реконструкции сети

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания возникают из-за нарушения целостности изоляции электрических цепей. Такие нарушения происходят по разным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

Такое оборудование, как токоведущие части и аппаратура, токоограничивающие устройства и другое оборудование, необходимо выбирать с учетом величины тока, который может протекать через них. Для выполнения этих условий необходимо иметь возможность определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент. В этом разделе расчет выполняется методом симметричных составляющих. Будет произведен расчет трехфазных и двухфазных ТКЗ, рассчитанные значения будут использоваться для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС 220/6 кВ Пригородная.

Для повышения точности результатов целесообразно провести расчет в программе ПВК RastrRZ.

4.1 Расчет в RastrKZ

Комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий 3-ех, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной и нулевой последовательности.

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Аналогия задания исходных данных аналогична с ПК RastrWin, для задания узлов существует вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности, для расчета КЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования и/или эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора.

4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

Расчет токов короткого замыкания следует проводить с целью определения назначения теоретически возможного тока короткого замыкания, на основании этого расчета производится выбор электрооборудования, а также расчет уставок релейной защиты.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Партизанской ГРЭС и Артемовской ТЭЦ установлены генераторы двух типов. Параметры генераторов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Параметры генераторов

Параметр	Тип генератора		
	ТВФ-100-2УЗ	ТВФ-110-2М	ТВФ-120-2УЗ
1	2	3	4
Активная мощность, МВт	100	100	100
Коэффициент мощности	0,85	0,8	0,8
Полная мощность, МВА	117,5	137,5	125
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5	10,5
Номинальный ток, А	6475	7560	6875
Продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.	0,191	0,189	0,192

При расчете токов короткого замыкания требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по нижеуказанным формулам.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{г.пр} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (40)$$

где X_d'' - переходное сопротивление генератора;

S_n - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-100-2УЗ:

$$X_{z.np} = 0,191 \cdot \frac{10,5^2}{117,5} = 0,179$$

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-110-2М:

$$X_{z.np} = 0,189 \cdot \frac{10,5^2}{137,5} = 0,152$$

Сопротивление генератора прямой последовательности ТВФ-120-2УЗ:

$$X_{z.np} = 0,192 \cdot \frac{10,5^2}{125} = 0,169$$

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np} \tag{41}$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-100-2УЗ по формуле 41:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,179 = 0,218$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-110-2М по формуле 41:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,152 = 0,185$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 41:

$$X_{z.об} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206$$

Сопровитвления линий возьмем из пункта 1.3.1.

4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Результаты расчета сведены в таблицу открыть – несимметрия – состав/несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности [11].

Таблица 25 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
у	1	Г1 АТЭЦ	10
у	2	Г2 АТЭЦ	10
у	3	Г3 АТЭЦ	10
у	4	Г4 АТЭЦ	10
у	5	ВН АТЭЦ	220
у	6	СН АТЭЦ	110
у	7	ПС Аэропорт	220
зак	35	Нейтр ПС Владивосток	500
зак	17	Нейтр Г2 АТЭЦ 1	220
зак	12	Нейтр Г2 АТЭЦ 2	220
у	13	ПС Лозовая	500
зак	14	Нейтр ПС Лозовая 2	500
у	16	СН ПС Лозовая	220
у	18	ВН ПС Находка	220
у	19	ВН ПС Широкая	220
зак	20	Нейтр ПС Широкая 1	220
зак	21	Нейтр ПС Широкая 2	220
у	22	ПС ЖБФ	110
зак	24	Нейтр ПС Находка 1	220
зак	25	Нейтр ПС Находка 2	220
у	26	ПС Учебная	110
у	28	ПС Волчанец	110
у	29	ПС С-55	110
у	30	отп 111	110
у	31	ПС Промысловка	110
зак	41	Нейтр ПС Береговая-2(1)	220
зак	42	Нейтр ПС Береговая-2(2)	220
у	44	ПС Береговая-1	110

1	2	3	4
у	45	ВН ПС Береговая-2	220
у	46	ПС Звезда	220
у	47	ПС Перевал	220
у	48	ПС Штыково	110
у	49	ПС Факел	110
у	50	ПС Анисимовка-т	110
у	51	ПС Фридман-т	110
у	52	ПС Вокзальная-т	110
у	53	ПС ХФЗ	110
у	54	СН ПаГРЭС	110
зак	55	Нейтр ПаГРЭС 1	220
зак	56	Нейтр ПаГРЭС 2	220
у	10	ВН ПаГРЭС	220
у	59	ПС Смоляниново-т	110
у	60	ПС Садовая	110
у	27	Г1 ПаГРЭС	10
у	43	Г2 ПаГРЭС	10
у	39	отпайка 89	110
у	58	отпайка 113	110
у	32	НН Лозовая	10
у	38	НН Широкая	10
у	57	НН Находка	10
у	34	НН Береговая 2	10
у	33	НН ПаГРЭС	10
у	8	ВН Владивосток	500
у	15	НН Владивосток	10
у	36	ВН ПС Пригородная	220
у	37	НН ПС Пригородная 1	6
зак	23	Нейтр ПС Пригородная	220
зак	40	Нейтр ПС Пригородная	220
у	9	НН ПС Пригородная 2	6

Таблица 26 – Ветви/Несим/ИД

Название	X	X0
1	2	3
ВН АТЭЦ - Г1 АТЭЦ	57.63	57.63
ВН АТЭЦ - Нейтр Г2 АТЭЦ 2	5.238	5.24
ВН АТЭЦ - Нейтр Г2 АТЭЦ 1	5.238	5.24
Нейтр Г2 АТЭЦ 1 - Г2 АТЭЦ	12.808	12.81
Нейтр Г2 АТЭЦ 2 - Г2 АТЭЦ	12.808	12.81
Нейтр Г2 АТЭЦ 2 - СН АТЭЦ	0	0
Нейтр Г2 АТЭЦ 1 - СН АТЭЦ	0	0
СН АТЭЦ - Г3 АТЭЦ	12.77	12.77
СН АТЭЦ - Г4 АТЭЦ	12.88	12.88

Продолжение таблицы 26

1	2	3
СН АТЭЦ - ПС Штыково	1.142	3.42
СН АТЭЦ - ПС Штыково	1.142	3.42
ПС Штыково - ПС Факел	2.472	7.41
ПС Штыково - ПС Факел	2.472	7.41
ПС Штыково - ПС Анисимовка-т	24.326	72.99
ПС Штыково - отпайка 89	8.808	26.43
ПС Анисимовка-т - отпайка 113	8.576	25.74
отпайка 113 - ПС Фридман-т	0.539	1.62
ПС Фридман-т - отпайка 89	0.5397	1.62
отпайка 89 - ПС Вокзальная-т	6.72	20.16
ПС Вокзальная-т - ПС ХФЗ	2.26	6.78
ПС ХФЗ - СН ПаГРЭС	3.406	10.23
ПС ХФЗ - СН ПаГРЭС	3.406	10.23
СН ПаГРЭС - Г1 ПаГРЭС	11.1	11.1
СН ПаГРЭС - Г2 ПаГРЭС	11.1	11.1
ВН ПаГРЭС - Нейтр ПаГРЭС 1	48.67	48.67
ВН ПаГРЭС - Нейтр ПаГРЭС 2	50.01	50.01
Нейтр ПаГРЭС 1 - СН ПаГРЭС	0	0
Нейтр ПаГРЭС 2 - СН ПаГРЭС	0	0
Нейтр ПаГРЭС 1 - НН ПаГРЭС	131	131
Нейтр ПаГРЭС 2 - НН ПаГРЭС	131	131
ВН ПаГРЭС - СН ПС Лозовая	9.58	28.74
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	7.895	23.7
Нейтр ПС Владивосток - ПС Аэропорт	0	0
ВН Владивосток - ПС Лозовая	35.7532	107.25
ПС Лозовая - Нейтр ПС Лозовая 2	61.1	61.1
Нейтр ПС Лозовая 2 - СН ПС Лозовая	0	0
Нейтр ПС Лозовая 2 - НН Лозовая	113.5	113.5
СН ПС Лозовая - ВН ПС Находка	11.44	34.32
ВН ПС Находка - Нейтр ПС Находка 1	36.3	36.3
ВН ПС Находка - Нейтр ПС Находка 2	32.6	32.6
Нейтр ПС Находка 1 - ПС Учебная	0	0
Нейтр ПС Находка 2 - ПС Учебная	0	0
Нейтр ПС Находка 1 - НН Находка	195.6	195.6
Нейтр ПС Находка 2 - НН Находка	195.6	195.6
ВН ПС Находка - ВН ПС Широкая	3.493	10.47
ВН ПС Широкая - Нейтр ПС Широкая 2	36.85	36.85
ВН ПС Широкая - Нейтр ПС Широкая 1	36.85	36.85
Нейтр ПС Широкая 1 - ПС ЖБФ	24.995	75
Нейтр ПС Широкая 2 - ПС ЖБФ	25.11	75.33
Нейтр ПС Широкая 2 - НН Широкая	131	131
Нейтр ПС Широкая 1 - НН Широкая	131	131
ПС Учебная - отп 111	8.104	24.3
отп 111 - ПС Волчанец	0.772	2.31
ПС Волчанец - ПС С-55	11.49	34.47

1	2	3
ПС С-55 - ПС Промысловка	8.023	24.06
ПС Промысловка - ПС Береговая-1	8.561	25.68
ПС Береговая-1 - ПС Садовая	0.185	0.57
ПС Смоляниново-т - ПС Садовая	13.996	42
СН АТЭЦ - ПС Смоляниново-т	11.384	34.14
ВН АТЭЦ - ВН ПС Береговая-2	19.43	58.29
ВН ПС Береговая-2 - Нейтр ПС Береговая-2(1)	0	0
ВН ПС Береговая-2 - Нейтр ПС Береговая-2(2)	0	0
Нейтр ПС Береговая-2(1) - НН Береговая 2	195.6	195.6
Нейтр ПС Береговая-2(2) - НН Береговая 2	195.6	195.6
ВН ПС Береговая-2 - ПС Звезда	0.247	0.75
ПС Звезда - ПС Перевал	14.42	43.26
ПС Перевал - ВН ПС Широкая	16.6	49.8
ВН Владивосток - Нейтр ПС Владивосток	61.1	61.1
Нейтр ПС Владивосток - НН Владивосток	113.5	113.5
ВН ПС Пригородная - Нейтр ПС Пригородная	100.7	100.7
ВН ПС Пригородная - Нейтр ПС Пригородная	100.7	100.7
Нейтр ПС Пригородная - НН ПС Пригородная 2	100.7	100.7
Нейтр ПС Пригородная - НН ПС Пригородная 2	100.7	100.7
Нейтр ПС Пригородная - НН ПС Пригородная 1	100.7	100.7
Нейтр ПС Пригородная - НН ПС Пригородная 1	100.7	100.7
ВН ПС Пригородная - ПС Звезда	21.42	64.26
ВН ПС Пригородная - ПС Владивосток	45.43	136.29

Таблица 27 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	X	x2	E
1	2	3	4	5	6
1	Г1 АТЭЦ	1	0,179	0,218	10,5
2	Г2 АТЭЦ	2	0,179	0,218	10,5
3	Г3 АТЭЦ	3	0,179	0,218	10,5
4	Г4 АТЭЦ	4	0,179	0,218	10,5
5	Г2 ПаГРЭС	43	0,152	0,185	10,5
6	Г1 ПаГРЭС	27	0,169	0,206	10,5

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (42)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (43)$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 2,65, \text{ при } T_a \text{ равной } 0,02;$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 2,4 \text{ при } T_a \text{ равной } 0,03.$$

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Пригородная

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$, кА	$I_{по}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\delta}$, кА
1	2	3	4	5
ВН ПС Пригородная	2,976	1,488	0,03	10,101
НН ПС Пригородная 1	24,474	12,237	0,02	91,721
НН ПС Пригородная 2	24,474	12,237	0,02	91,721

Полученные значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Пригородная.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В этом разделе рассматривается выбор электрооборудования, установленного на подстанции. Рассмотрим в разделе выбор и испытание выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, сборных шин, опорных изоляторов и аккумуляторов.

5.1 Конструктивное исполнение ПС 220 кВ Пригородная

Рассмотрим выбор РУ ВН и РУ НН. Выбранная схема ОРУ №7 - Четырехугольник. К данной ПС подходит две линии на 220 кВ. При отказе любого выключателя отключается не более одной линии и одного трансформатора. При заданной схеме присоединения подстанций к энергосистеме потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях. Трансформатор подключается к двум источникам питания через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах. Схема обладает высокой надежностью.

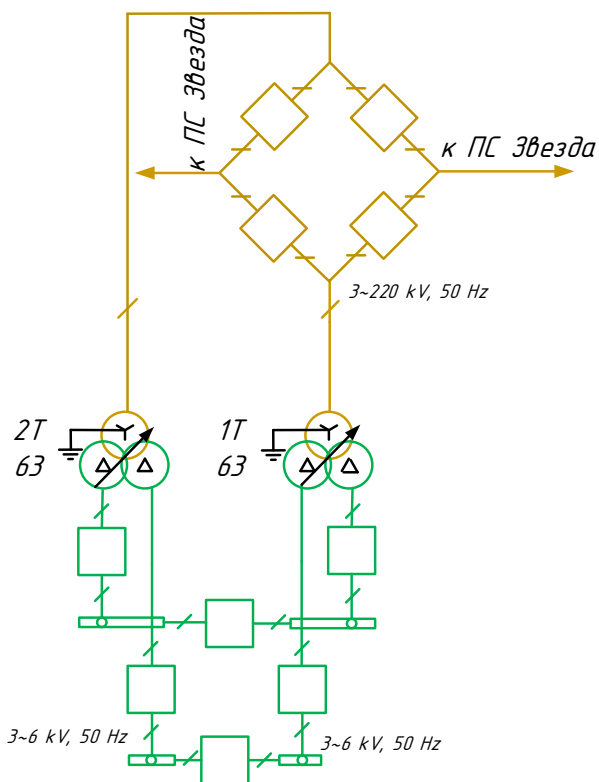


Рисунок 19 – Схема ОРУ 220 кВ ПС Пригородная

Для КРУ-6 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, предназначенное для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 кВ на токи 630 - 2 000 А.

Таблица 29 – Основные параметры шкафа КРУ- СЭЩ-63 6 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

5.2 Выбор и проверка выключателей

Основное оборудование подстанции - автоматические выключатели. Основное назначение которого - отключение электрических цепей в штатном и аварийном режимах. Переключатели выбираются в соответствии с такими параметрами, как номинальное напряжение и номинальный ток. Автоматический выключатель проверяется на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Условия выбора выключателя, следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (44)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (45)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (46)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (47)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (48)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл.ном}$ - номинальный ток включения, кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} \geq i_{ат}; \quad (49)$$

где $i_{аном}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей отключаемого тока, кА;

$i_{ат}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (50)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (51)$$

где β - номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{сз.min} + t_{св}; \quad (52)$$

где $t_{сз.min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, $t_{сз.min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Если соблюдается условие $I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}$, но $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (53)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (54)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (55)$$

где $I_{пр.сквоз}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (56)$$

где B_K - тепловой импульс тока по расчету, кА²с;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{пер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (57)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (58)$$

где $t_{откл.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с;

$t_{рз}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи, с.

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{\max ВН\Sigma} = I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (59)$$

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{\max \text{BH}\Sigma} = \frac{117,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 308,4 \text{ A};$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 220 кВ, а также на выходе трансформаторов 220 кВ.

$$B_K = 2,976^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 22,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.\text{ном}} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.};$$

$$B_{K.\text{ном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.\text{ном}};$$

$$22,72 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ следовательно, условие выполняется};$$

На шинах напряжением 220 кВ выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1.

Остальные выключатели выбраны аналогичным образом. Результат представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ-УЭТМ-220-40/3150у1

Каталожные данные	Расчетные данные для	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max(TH)}} = 308,4 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,976 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,976 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}$

1	2	3
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,101 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 2,976^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 22,72 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель подходит по всем требуемым параметрам.

Расчет выключателей для КРУ 6 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-П9-6-40/2500 УХЛ5.1.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВВУ-СЭЩ-П9-6-40/2500 УХЛ5.1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max(СТ)} = 461 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 25,03 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 25,03 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 93,80 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1309,38 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель подходит по всем требуемым параметрам.

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединителями называются коммутационные аппараты с видимым местом разъединения, не имеющие механизма свободного расцепления, которые предназначены для отключения и включения электрической сети без нагрузки либо с незначительной нагрузкой.

Алгоритм выбора разъединителя подобен алгоритму выбора автоматического выключателя, однако проверка отключающей способности разъединителей не проводится, так как они не используются для коммутации цепей под напряжением.

Для РУ 220 кВ принимаем разъединитель марки РГ-220/1000 УХЛ1 с

двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1. Предназначен для использования в высоковольтных сетях и на открытых подстанциях переменного тока частотой 50 Гц.

Выполним проверку разъединителя, результат занесен в таблицу-32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РГ-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max(CT)} = 308,4 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 10,101 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 36,42 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электротехническое устройство, предназначенное для снижения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и релейной защиты, а также для разделения измерительных цепей и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

ТТ устанавливают во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и он обязателен к установке в цепи генератора даже без генераторного выключателя. От мощности генератора зависит количество комплектов ТТ в генераторной цепи.

ТТ выбирают по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 220 кВ ТОГФ-220 УХЛ1. Приборы, подключаемые к ТОГФ-220 УХЛ1 приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Приборы, подключаемые к ТОГФ-220 УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	А-05	-	10	-
Ваттметр	Ц1428.1	5	-	5
Варметр	Ц1428.1	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	ЩМК120СП	10	-	10
ИТОГО		50		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (60)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}. \quad (61)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (62)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (63)$$

где $\Sigma S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Таким образом сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 10,1 - 0,672 - 0,05 = 9,38 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (64)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, принимаем равной 100 м. для 220 кВ;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий)

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{9,38} = 0,31 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 4 мм².

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,67 + 0,28 + 0,05 = 1,01 \text{ Ом.}$$

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТОГФ-220 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 308,4 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,01 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2доп}$
$I_{ДИН} = 50 \text{ кА}$	$I_{УД} = 10,1 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 32,12 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Для КРУ 6 кВ выбираем трансформатор тока ТЛМ-6-1-2500/5-4. ТТ подключается к двум фазам А и С.

Приборы, подключаемые к данному ТТ приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Приборы, подключаемые к ТТ ТЛМ-6-1-2500/5-4

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3		
Амперметр	7КТ1 1	11		
Ваттметр	7КТ1 30	2		
Варметр	7КТ1 30	2		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТЛМ-6-1-2500/5-4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_P = 1689 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ДОП}} = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ДОП}}$
$I_{\text{ДИН}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 91,721 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1309 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

Представленный выше трансформатор тока подходит по условиям выбора и проверки, поэтому может быть установлен.

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и изоляции цепей измерения и реле от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения, по сравнению с силовыми трансформаторами, отличаются только тем, что мощность первых в несколько раз меньше. При достаточно малой мощности трансформатора напряжения можно добиться его работы в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [10].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 220 кВ, которая приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	1	2,1	2,1
Ваттметр	СР3021	1	2,1	2,1
Варметр	СР3021	1	2,1	2,1

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ	ЕС7020	1	1,7	1,7
Счетчик РЭ	RD-31	1	1,7	1,7
Итого				9,7

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется;}$$

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

$$S_{\text{ПРИБ}} \leq S_{\text{НОМ}}; \tag{65}$$

$$S_{\text{ПРИБ}} = \sqrt{P_{\text{ПРИБ}}^2 + Q_{\text{ПРИБ}}^2};$$

$$S_{\text{ПРИБ}} = 49,5 \text{ ВА};$$

$$49,5 \leq 400 \text{ ВА}, \text{ следовательно, условие выполняется.}$$

В РУ 220 кВ устанавливаем НАМИ-220 УХЛ1 электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения.

Сравнение параметров приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 49,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Данный трансформатор напряжения подходит по условиям выбора и проверки.

На стороне НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–6. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ–6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_P = 79 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–6.

5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 220 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}}. \quad (66)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 220 кВ – АС-240/32

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (67)$$

-гибкие шины из провода АС: $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$; (учебно-методическое пособие А.А. Соловьев: «Выбор токоведущих частей и электрических аппаратов подстанций»).

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{22,72 \cdot 10^6}}{90} = 52,96 \text{ мм}^2;$$

$q_{\text{min}} < q$ и выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквп}}}} \right), \quad (68)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82;

$r_{\text{эквп}}$ - радиус провода (см), для проводов АС-240/32 он равен 1,2 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода E определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{эквпр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эквпр}}}}, \quad (69)$$

где U - номинальное напряжение (кВ);

$D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (70)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 220 кВ данное расстояние равно 8 м. [19]

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{0,678 \cdot \lg \left(\frac{800}{1,2} \right)} = 17,7 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9 \cdot E_0$:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (71)$$

$$1,07 \cdot 17,7 \leq 0,9 \cdot 31,63$$

$$18,94 \leq 28,47$$

Условие выполняется, это значит коронный разряд возникать не будет, выбранное сечение подходит по всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 220 кВ.

В РУ 6 применяется жёсткая ошиновка, схематичное изображение показано на рисунке 20.

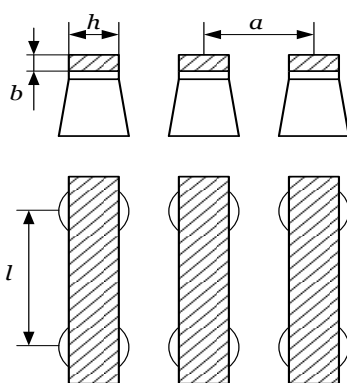


Рисунок 20 – Жесткая ошиновка РУ 6 кВ

По допустимому току выбираем сечение шин и принимаем к установке 3 провода марки АС-240/32.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 231 \text{ А} \leq I_{\text{дон}} = 505 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм³:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \tag{72}$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА²с;

C_T - функция, значение которой для данного проводника принимается равным $90 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{333 \cdot 10^3}}{90} = 203 \text{ мм}^2.$$

Сечение полученного провода больше минимально возможного, что подходит по условию.

Сравним каталожные и расчетные данные для жестких шин на стороне 220 и 6 кВ. Данные расчетов приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{доп}} = 2406 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 188 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 91,721 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 2977 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 1309 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

Как видно из таблицы, все условия соблюдены, следовательно, выбранные шины подлежат установке.

5.7 Выбор и проверка ТСН

Установим на ВН 220 кВ ТСН марки ТСЗ-630/6(10)/0,4 – трехфазный сухой в защитном исполнении. Он имеет высокую надежность, степень защиты является одной из лучших, в дорогостоящем обслуживании не нуждается. Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 41.

Таблица 41 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2

1	2	3	4	5
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	130,4			65,8

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (73)$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8[15].

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{130,4^2 + 65,8^2} = 116,85 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (74)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [18];

N_T - количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{116,85}{0,7 \cdot 2} = 83,46 \text{ кВА}$$

Примем к установке данный трансформатор.

5.8 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, освещения станции применяют установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными преобразователями постоянный ток.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (75)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, принимаем 230 В;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В)

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

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт.}$$

где n - общее число элементов батареи.

По формуле ниже выбирается типовой номер батареи N :

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (76)$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981;$$

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

Предварительно принимаем батарею СК – 3.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (77)$$

$$92 \leq 46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \text{ A};$$

Окончательно принимаем СК – 3.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 220/6 КВ ПРИГОРОДНАЯ

Целью данного раздела является расчет контура заземления для молниезащиты, зон молниезащиты, выбор ОПН и оценка надежности молниезащиты проектируемой ПС Пригородная. В качестве исходных данных использовалась площадь ПС Пригородная, максимальная высота установленного оборудования, выбранного в предыдущем разделе. На листе графической части №5 изображен план и разрез ПС Пригородная.

6.1 Расчёт заземления

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю, для создания цепи во время эксплуатации. защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство - сложная система. Линейные размеры и общая форма этой системы определяются компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, по периметру сетки можно установить вертикальные электроды для достижения нормированных значений сопротивления заземляющего электрода.

Продольные магистрали сетки укладываются вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные с переменным шагом ячейки, при этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать следующих значений, м: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,5; 20.

Заземляющее устройство подстанции 220/6 кВ подстанции Пригородная должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 0,5 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции 220/6 кВ Пригородная:

$$S = 86724 \text{ м}^2;$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (78)$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания;

t – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β – коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{1,18^2 \cdot 3,5}{400 \cdot 21}} = 24,1 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (79)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{мм} \quad (80)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 0,782 \text{мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (10 + 0,78) = 24,4 \text{мм}^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор}}; \quad (81)$$

$$78,5 \geq 24,1 + 24,4$$

По результатам проверки подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции.

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

По плану расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции определяют расположение и длину горизонтальных заземляющих электродов с учетом того, что размеры ячеек заземляющей

сетки, примыкающих к точкам присоединения нейтралей силовые трансформаторы не должны превышать 6х6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 8$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м.} \quad (82)$$

$$L = \left(\frac{86724}{8} \right) \cdot 2 = 21681 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{86724} = 294,49$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \quad (83)$$

$$m = \frac{21681}{2 \cdot 294,49} - 1 = 35,81$$

Принимаем ближайшее значение – 36 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 294,49 / 36 = 8,18$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (84)$$

$$L = 21792 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B}, \quad (85)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot 294,49}{8} = 147,2,$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 8 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 148$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (86)$$

где ρ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,07.

$$\rho_{эКВ} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (87)$$

где $h_{1э} = l_B + h_3 = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м}$ – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_1 = 0,8 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и

толщина верхнего слоя грунта (почва);

$\rho_2 = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_2 = 2,5 \text{ м}$ – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси водоносные).

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{0,8}{600} + \frac{2,5}{1000}} = 1513 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_{\text{ст}} = \rho \cdot \left(\frac{0,07}{294,49} + \frac{1}{21792 + 148 \cdot 5} \right) = 0,14 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление $R_{\text{и}}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{\text{ст}}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{\text{и}}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_{\text{ст}} \cdot \alpha_{\text{и}} \quad (88)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (89)$$

где $I_{\text{мол}}$ – ток молнии, принимается равным 45 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{86724}}{(150 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 3,23$$

$$R_{\text{и}} = 0,14 \cdot 3,23 = 0,452 \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого количества и расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зона защиты – это часть пространства возле громоотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превышает 0,05 или 0,005 относительно вероятности удара молнии при отсутствии громоотвода.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 220 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 4 стержневых молниеотвода установленных на линейных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 220кВ, высотой $h_x = 36,5$ м.

Т.к. в данной работе высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (90)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 36,5 = 31,1 \text{ м};$$

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

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (91)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 36,5) \cdot 36,5 = 37,5 \text{ м}.$$

Устанавливаем четыре отдельностоящих молниеотвода. В графической части будет отражено на листе 5.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}}, \quad (92)$$

где h_{cx} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

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

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cr12} = h_{\phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) \quad (93)$$

$$h_{cr12} = 31,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 36,5) \cdot (67,7 - 36,5) = 18,8 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны равна:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h} \right) \text{ м} \quad (94)$$

$$r_{c0} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (67,7 - 2 \cdot 30)}{30} \right) = 29,6$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{\text{III}}}{h_{cr12}} \text{ м} \quad (95)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{18,8 - 11}{18,8} = 12,2 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{\text{лп}}}{h_{\text{эф}}} \right) \text{ м} \quad (96)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5} \right) = 17,7 \text{ м}$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (97)$$

h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75) 31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220кВ.

$$h_x = 11,35 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников 1 и 2.

Результаты расчета приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сг}$, м		
		11м	8м	6м
1-2	18,8	36,5	39	40,1
2-3	17,7	35,02	37,65	38,7
3-4	14,6	17,8	30,6	33,9
1-4	17,7	34,3	34,9	37,86

6.3 Выбор и проверка ОПН

В данном пункте требуется выбрать ОПН на шинах ПС Пригородная для защиты ТН от перенапряжений согласно [3].

На стороне 220 кВ ТН выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН–П–220/146/10/550 УХЛ1 (4 класс энергоемкости).

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (98)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ - условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}}; \quad (99)$$

$$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ}; \quad (100)$$

$U_{Н.Р.С.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети равно 146 кВ;

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{146}{\sqrt{3}} = 88,5 \text{ кВ}$$

$88,5 \leq 146 \text{ кВ}$ - условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}; \quad (101)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 2,9 = 3,48 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Проверка ОПН по энергоемкости.

Согласно [27] удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ должна быть не менее 2,1. Для выбранного ОПН энергоемкость составляет 3,2 кДж/кВ. Следовательно, условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при трехфазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{Н.Р.} = 1,15 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}}; \quad (102)$$

$$U_{Н.Р.} = 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 146,07 \text{ кВ}$$

$$U_{\gamma} = 1,4 \cdot U_{Н.Р.}; \quad (103)$$

$$U_{\gamma} = 1,4 \cdot 146,07 = 204,5 \text{ кВ}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$U_{кр.л} = \frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (104)$$

$$U_{кр.л} = \frac{204,5}{146} = 1,4$$

Допустимая кратность перенапряжений для выбранного ОПН за время 1200 с равна 1,4.

Время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН, $t_{опн} = 204$ с;

Значение средней длительности при одностороннем отключении трехфазного КЗ согласно [27], $t_y = 4$ с.

$$t_{опн} > t_y; \quad (105)$$

$$204 > 4 \text{ с};$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях оборудования 110-500 кВ определяется как:

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{и} \cdot K_{к} \cdot U_{исп}}{1,2}; \quad (106)$$

где $U_{исп}$ - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно ГОСТ-1516.3-96 [7] равно 200 кВ;

$K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для аппаратов согласно [25] $K_I = 1,1$, $K_K = 1$

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 200}{1,2} = 259,3 \text{ кВ}$$

Для выбранного ОПН, $U_{ост.ном} = 253 \text{ кВ}$

$$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к}; \quad (107)$$

$253 < 259,3$ условие выполняется.

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

Согласно ГОСТ 9920 – 89 [6] для района со второй степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{утеч} = 2,0 \text{ см}$

Для выбранного ОПН, $l_{утеч.ном} = 2,5 \text{ см}$.

$$l_{утеч.ном} > l_{утеч}; \quad (108)$$

$2,5 > 2,0$ условие выполняется.

Все результаты сводятся в таблицу 43.

Таблица 43 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 220 кВ ОПН–П–220/146/10/550 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном};$
$U_{н.р.д} = 88,5 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 146 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$

1	2	3
$1,2 \cdot I_{П0} = 3,48 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0};$
$W_P = 2,1 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ОПН} = 3,2 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_P;$
$t = 4 \text{ с}$	$t_{ОПН} = 204 \text{ с}$	$t_{ОПН} > t;$
$U_{ОСТ.К} = 253 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.НОМ} = 259,3 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К};$
$l_{\text{утеч.НОМ}} = 2,0 \text{ см / кВ}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} = 2,5 \text{ см / кВ}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.}}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Выбираем ОПН на шинах КРУ 6 кВ. Алгоритм расчета аналогичен приведенному выше, за исключением определения удельной энергоемкости, которая определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{уд}} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{\text{н.р.ном}}}; \quad (109)$$

где W_1 – энергия рассеиваемая в ОПН за один цикл зажигания и гашения дуги;

n – число зажиганий дуги, определяется по следующей формуле;

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C; \quad (110)$$

где I_C – емкостный ток замыкания на землю, принимаем равным наименьшему току ОЗЗ при котором требуется компенсация. Согласно [16] равен 20 А.

$$n = 30 - 0,1 \cdot 20 = 28;$$

Далее по графикам зависимости от I_C и остающегося напряжения ОПН указанным в [24], определяется W_1 .

$$W_{уд} = \frac{0,125 \cdot 28}{6,6} = 0,53 \text{ кДж / кВ};$$

Для выбранного ОПН $W_{НОМ} = 2,1 \text{ кДж / кВ}$, далее выполняется проверка по следующему условию:

$$W_{НОМ} \geq W_{уд}; \quad (111)$$

$$2,1 \geq 0,53 \text{ кДж / кВ} - \text{условие выполняется};$$

Сравнение расчетных и каталожных значений по выбранному ОПН представлена в таблице 44 для шин 6 кВ.

Таблица 44 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН на шины 6 кВ ОПН – 6 (2 класс энергоемкости)

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ};$
$U_{н.р.д} = 4,1 \text{ кВ}$	$U_{н.р.НОМ} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.НОМ};$
$1,2 \cdot I_{П0} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{ВБ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ВБ} > 1,2 \cdot I_{П0};$
$W_p = 0,53 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ОПН} = 2,1 \text{ кДж / кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p;$
$t = 4 \text{ с}$	$t_{ОПН} = 104 \text{ с}$	$t_{ОПН} > t;$
$U_{ост.к} = 7,8 \text{ кВ}$	$U_{ост.НОМ} = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.НОМ} < U_{ост.к};$
$l_{умечНОМ} = 2,0 \text{ см / кВ}$	$l_{умечНОМ} = 2,5 \text{ см / кВ}$	$l_{умеч.НОМ} > l_{умеч.}$

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В энергосистемах могут возникнуть повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередач и электроустановок потребителей электрической энергии.

В большом количестве случаев поломка сопровождается значительным возрастанием тока и большим падением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток генерирует большое количество тепла, что вызывает разрушение в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, через которое протекает ток. [29]

Снижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и стабильность параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы как правило приводят к отклонению величин напряжения, тока, частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока предвещает повреждение оборудования и линий электропередачи. [29]

Так, повреждение нарушает работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а штатные режимы создают возможность повреждения или нарушения работы энергосистемы.

Для нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо как можно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения. [29]

В данном разделе рассмотрен вопрос применения устройств релейной защиты и автоматики на ПС Пригородная. Также требуется расставить комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики на участках

сети, на которых производится реконструкция. Расчет покажем на примере микропроцессорной защиты на базе терминала «Бреслер ШТ 2108». Расчёт произведен согласно методическому пособию [28].

7.1 Расстановка релейной защиты на подстанции и линии

7.1.1 Защита проектируемой линии Звезда - Пригородная

Линия 220 кВ Звезда - Пригородная работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [13] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП [29].

Для линии 220 кВ Звезда - Пригородная комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;

– осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ.

7.2 Защита трансформатора

На подстанции Пригородная 220/6 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 63000 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Бреслер ШТ». Защита и автоматика присоединений 6, 35 кВ предусматривается на микропроцессорных терминалах с функциями максимальной токовой защиты, токовой отсечки, логической защиты шин, и защиты от замыканий на землю.

Устройство типа «Бреслер ШТ» содержит комплект основных защит и резервных защит, предназначено для защиты от внутренних повреждений, а также от длительного протекания токов внешнего короткого замыкания.

Устройство содержит следующие защиты:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО);
- токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) на стороне высшего напряжения (ВН);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) на стороне ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ на стороне среднего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;
- МТЗ на стороне низшего напряжения с пуском по напряжению и органами управления мощности;

- автоматическое ускорение МТЗ СН и НН при включении выключателя;
- устройство резервирования отказа выключателя УРОВ со стороны ВН;
- защита от перегрузки;
- пуск автоматики охлаждения;
- блокировка устройства РПН.

7.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыкания внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током замыкания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от токов небаланса производится за счет выбора уставок тормозной характеристики (ТХ). ТХ состоит из двух участков и характеризуется следующими уставками:

- начальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{диф.нач}}$;
- начальный тормозной ток $I_{\text{торм.нач}}$;
- коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$;
- тормозной ток блокировки $I_{\text{блок}}$.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (112)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (113)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (114)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (115)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \text{ о.е.} \quad (116)$$

$$I_{\text{диф.нач}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Уставка принимается равной минимальному значению 0,6 для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов на которых возможно несинхронное АВР. В остальных случаях уставка может быть принята равной 1.

Тормозной ток блокировки рекомендуется отстраивать от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Уставку следует выбирать из диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}}=0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (117)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}$ — относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, равен $1,1 \div 1,3$;

$I_{\text{торм.расч}}$ — определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным $1,5 \div 2$, величину $I_{\text{нб.расч*}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ — тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 12,32 \text{ о.е}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42$$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 2,07 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 2,07 = 2,59 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,59 - 0,36}{10,09 - 0,6} = 0,23$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29$$

7.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6 \tag{118}$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \tag{119}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}^*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч}^*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч}^*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне СН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,025 + 0,03) \cdot 10,09 = 4,09 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,09 = 6,13 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6,13 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

7.5 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне высшего напряжения

Максимальная токовая защита (МТЗ) предназначена для защиты трансформатора от внешних КЗ и используется в качестве резервной для защиты от внутренних повреждений. В случае недостаточной чувствительности МТЗ применяют пуск по напряжению. Уставки всех измерительных органов рассчитываются в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, на которой устанавливается защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{\text{нагр.макс}} \quad (120)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ (в качестве расчетного рассматривается двухфазное КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функции резервирования.

$$k_{\text{ч}} = \frac{992}{121,26} = 8,18 > 1,5$$

7.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты на стороне низкого напряжения

МТЗ НН предназначена для отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения повреждений на элементах, присоединенных к этим шинам. Исполнение и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичен исполнению и выбору уставок соответствующих ступеней МТЗ СН.

Первая ступень:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ А}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5$$

7.7 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

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

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном} \quad (121)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ – номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,40 = 105,25 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1467,88 = 1926,59 \text{ А}$$

7.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22, более совершенно реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа ВР80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора. Принцип действия данного реле такой же, как и других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита

обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

На защищаемом трансформаторе ПС Пригородная устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

7.9 Автоматика

На подстанции Пригородная установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

1. АВР (автоматический ввод резерва). Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

2. АПВ (автоматическое повторное включение). Назначение автоматического повторного включения предполагает запуск включающих

устройств после аварийного обесточивания линий. Использование АПВ позволяет максимально сократить временной промежуток отключения ЛЭП.

Нештатные ситуации могут быть (короткие замыкания):

Кратковременными – по случайной причине, действующей непродолжительное время (от перемещения животных, падения деревьев и пр.);

Устойчивыми – если возобновление работы линии невозможно без вмешательства персонала, при обрыве провода, повреждении изолирующего покрытия и прочих последствиях.

В результате возникновения аварии АПВ срабатывает при любом исходе. Но возобновление работы становится возможным, только если устранено влияние воздействующего фактора.

3. АЧР (автоматическая частотная разгрузка) - это специальная аппаратура, предназначенная для предотвращения падения частоты ниже оптимального уровня, осуществляется путем последовательного отключения электроэнергии у потребителей.

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе ВКР требуется рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции, такие как чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости денег. Также необходимо определить дисконтированный срок окупаемости, который показывает через какой период ЧДД станет положительным и проект начнет приносить прибыль.

Чистый дисконтированный доход определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д}})^t}; \quad (122)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}; \quad (123)$$

где K_t – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

D_t – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{\text{д}}$ – затраты на демонтаж оборудования.

$E_{\text{н.д}}$ – норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{\text{расч}}$ – расчетный период, принимаем равным 10 годам;

Для выбранного варианта реконструкции доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$D_{t\Sigma} = D_{t\min} \cdot D_{t\max}; \quad (124)$$

где $D_{t\max}$ - доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период.

$$D_{t\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}; \quad (125)$$

где C - стоимость передачи электрической энергии для Владивостока принимаем – 2,85 тыс. руб/тыс.кВт*ч [12];

$W_{\text{полгода}}$ - продолжительность периода, для каждого принимаем 6 месяцев;

$P_{\Sigma\max}$ - переданная по линиям активная мощность за максимальный период, МВт.

$$D_{t\max} = (40,3 + 56,5) \cdot 2,85 \cdot 8760 = 2416709 \text{ тыс.руб};$$

Капитальные затраты на оборудование, затраты на демонтаж и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из пункта 3.3.

DPP определяется следующим образом:

$$DPP = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{H.Д})^t} \geq K_t + K_{Д}; \quad (126)$$

Расчет производился в MS Excel, результат представлен в приложении Д. На рисунке 21 представлен график ЧДД.

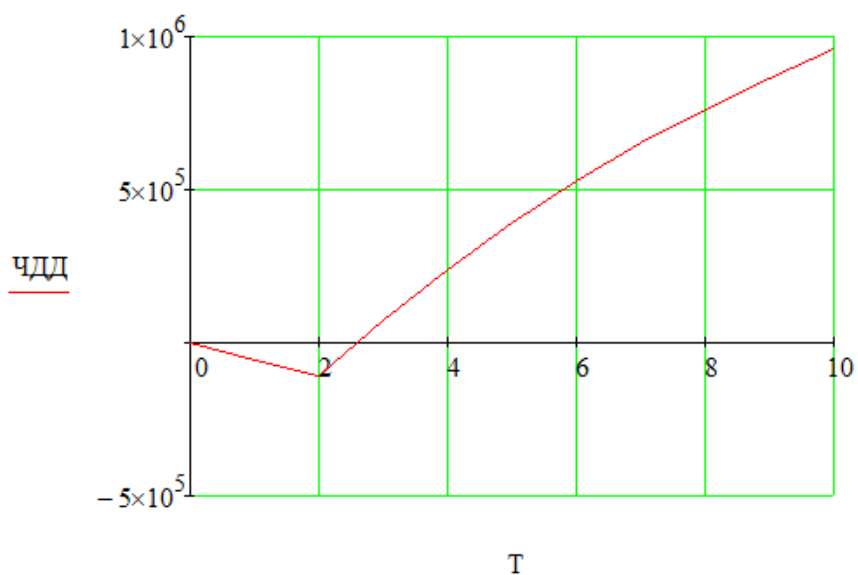


Рисунок 21 – График ЧДД по выбранному проекту

Как видно из графика DPP равняется 10 лет. В итоге так как проект окупается через 10 лет и его ЧДД к концу расчетного периода положителен, то данный проект реконструкции может быть рекомендован к реализации.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В нашем мире ни шагу нельзя ступить без использования электроэнергии. Электричество очень важно для нормального существования человечества, и потребности человека в электроэнергии постоянно возрастают, поэтому энергетика является объектом самого пристального общественного внимания; проблемы обеспечения ее безопасности и экологичности волнуют в настоящее время широкие слои нашего общества.

Наряду с положительным эффектом (производством электроэнергии) электростанции могут оказывать отрицательное воздействие на окружающую человека природную среду. Это воздействие различно по характеру и степени в зависимости от типа электростанции. Устойчивое развитие в настоящее время невозможно без обеспечения его энергетической безопасности, которая представляет собой состояние топливно-энергетического комплекса, способного обеспечивать достаточное и надежное энергоснабжение страны, необходимое для устойчивого развития экономики и комфортных условий проживания населения в обычных условиях, и минимизацию ущерба в чрезвычайных ситуациях.

Основными условиями энергетической безопасности являются:

- наличие энергоресурсов или запасов энергетического сырья;
- имеющиеся резервы электрических и тепловых мощностей;
- надежность эксплуатируемого энергетического оборудования;
- подконтрольность энергосистемы страны государству.

Для обеспечения энергетической безопасности в развитых странах, как правило, создается не менее чем 15-процентный избыток энергетических мощностей по сравнению с пиковой нагрузкой в энергосистеме. В случае если энергетика государства основывается на импорте энергоресурсов, то в целях энергетической безопасности закупки топлива не должны осуществляться в одной стране. При этом доля каждого вида закупаемого топлива должна иметь свою составляющую величину. По мнению

специалистов, доля каждого источника энергопоставок и вида, приобретаемого страной, топлива не должна превышать 50 %.

Проблема энергообеспечения на современном этапе стоит очень актуально для всех стран мира. Это обусловлено резким увеличением затрат на разведку, добычу и транспортировку топлива.

Для данного проекта (Реконструкция электрических сетей 220 кВ Приморской энергосистемы в связи с подключением подстанции Пригородная) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ эксплуатации электроустановок;
- экологичность (расчет шума для трансформаторов);
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

9.1 Безопасность

9.1.1 Требования к персоналу, выполняющему осмотры и оперативное обслуживание электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативно-ремонтный или оперативный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [1]:

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок выполняется работниками субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), уполномоченными субъектом электроэнергетики на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудованием и устройств релейной защиты и автоматики при осуществлении оперативно-технологического управления, в том числе с использованием средств дистанционного управления;

- в электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и

старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее - группа) IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливается руководством организации или обособленного подразделения;

- при оперативном обслуживании, осмотрах электроустановок, а также выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояния установленные Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок;

- единоличный осмотр электроустановки, а также электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, эксплуатирующий данную электроустановку и находящийся на дежурстве.

9.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Работники, при выполнении работ, должны пройти профессиональную подготовку, которая будет соответствовать характеру работы. При ее отсутствии, работники должны быть обучены в профессиональных центрах подготовки персонала. Требования при монтаже:

1) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

9.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [1]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [1].

В основном, работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на некоторую высоту. Самым производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем, с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах ВЛ относят в верхолазным, поэтому при выполнении работ на опорах, проводах, грозозащитных тросах необходимо точно выполнять правила техники безопасности.

На участках пересечений подвес проводов и тросов должен быть выполнен только после отключения и установки надежного устройства заземления рабочего пролета действующей части ВЛ.

На высоте в открытых местах производство монтажных работ при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Для того что бы избежать травмы в результате падения с высоты каких-либо инструментов или деталей, категорически запрещено находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время проведения работ, а также запрещается сбрасывать с высоты опоры какие-либо предметы.

9.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора

Осмотр силовых трансформаторов выполняется непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородным содержанием воздуха в баке не менее 20% [1].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

9.2 Экологичность

При реконструкции, действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ). Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

- 1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- 4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Пригородная установлены 2 трансформатора с расщепленной обмоткой с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла серии ТРДНЦ – 63000/220. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется

длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения. На этот шум с физиологическим эффектом для уха в виде визга наложены высокие тона, частота которых определяется геометрией путей циркуляции охлаждающего воздуха. Аэродинамический шум можно снизить путем подбора малошумных вентиляторов, а также установкой звукопоглотителей.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [1].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 45.

Таблица 45 - Исходные данные

Кол-во трансформаторов	Система охлаждения	S, МВА	U _{НОМ} , кВ	Тип территории
2	Автотрансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла (система охлаждения вида ДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к домам отдыха, жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [1].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [2]. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [1].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{НОМ}} = 63$ МВА, $U_{\text{НОМ}} = 220$ кВ):

$$L_{PA} = 105 \text{ дБА};$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Пригородная» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 22).

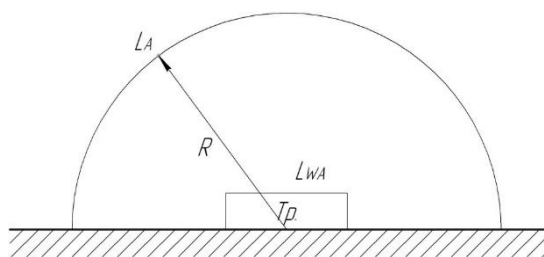


Рисунок 22 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (127)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2;$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}; \quad (128)$$

$$\text{где } S = \pi R^2; \quad (129)$$

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

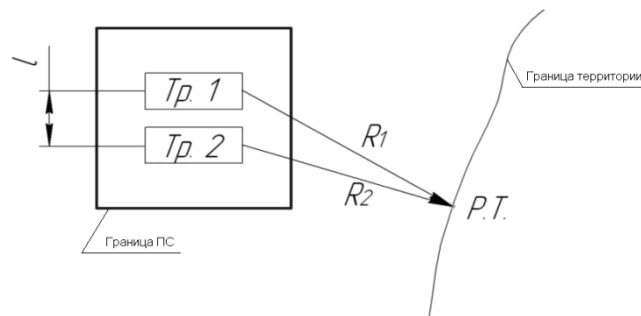


Рисунок 23 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}; \quad (130)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \mathcal{D}Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в

следующем виде:

$$DU_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}; \quad (131)$$

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

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (132)$$

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

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 105} + 10^{0,1 \cdot 105}) = 108,1 \text{ дБА}; \quad (133)$$

Разрешив уравнение (6), относительно R_{min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108,01-45)}}{2\pi}} = 564,17 \text{ м}; \quad (134)$$

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

В данном случае минимальное допустимое расстояние от

трансформаторов до жилых домов составляет 564,17 м. Ближайший к территории ПС Пригородная жилой дом расположен на расстоянии 700 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 564,17 м. Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая складывается на определенной территории в результате аварии, природного явления, создающего опасность, катастрофы или другого стихийного бедствия, которые могут повлечь или уже повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб жизни и здоровью людей или окружающей среде, так же значительные материальные потери и нанесение ущерба условиям жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят, в частности, пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия. Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в

нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [1]:

- максимально возможным применением негорючих и горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [1]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по реконструкции электрической сети с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии. Был выбран наиболее целесообразный как по экономическим показателям, так и по параметрам режимов вариант подключения подстанции – подключение ПС Пригородная.

В ходе выполнения проекта были рассчитаны токи короткого замыкания, по полученным данным был произведен выбор оборудования, подлежащего установке на ПС Пригородная.

Были рассчитаны защитное заземление и молниезащита с указанием зон молниезащиты на плане подстанции. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

По результатам расчета нормальных и послеаварийных режимов можно сделать вывод, что длительно допустимая токовая загрузка силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередач находится в допустимых пределах.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные требования при монтажных работах по реконструкции сети, также безопасность работ эксплуатации электроустановок; экологичность (расчет шума для трансформаторов); возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования.

В итоге был выбран вариант реконструкции, в рамках которого подстанция 220/6 кВ Пригородная подключается двумя линиями к ПС 220 кВ Звезда. Выбор был сделан на основании расчета капиталовложений на строительство подстанции, а также с учетом необходимой реконструкции существующей сети и анализа потерь электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.
- 2 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита / В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 3 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110 – 750 кВ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.05.2023).
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2012. – 963 с.
- 5 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 2014-01-07. – Москва: федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии; М.: Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.
- 6 ГОСТ 9920-89. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен ГОСТ 9920-75; введ. 1990-01-07. – Москва: Министерство электротехнической промышленности СССР; М.: Изд-во стандартов, 1990. – 54 с.
- 7 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 1999-01-01. – Москва: Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
- 8 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С.А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: издательство АмГУ, 2013.

10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

11 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.

12 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.fsk-ees.ru/shareholders_and_investors/information_for_shareholders/shareholders_39_meeting/ (Дата обращения: 20.05.2023).

13 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

14 Приказ от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении методических указаний по проектированию развития энергосистем.

15 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

16 Приказ Минэнерго РФ от 08.02.2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.»

17 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

18 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6- 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (Части 1-3.

Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с.

19 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2002.

20 Савина Н.В., Проценко П.П. Т38 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

21 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 59 с.

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

23 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период: отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение); рук. М. С. Волков; исполн.: С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

24 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

25 СТО 56947007-29.060.50.268-2019. Указания по проектированию ВЛ 220 кВ с неизолированными проводами нового поколения. – введ. 2019-07-01. – Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2019. – 98 с.

26 Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 14.04.2022 г. №3522/22.

27 Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ, СТО 56947007- 29.120.50.076-2011, ФСК ЕЭС, 2011 г.

28 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

29 Федотов, В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ: Учебное пособие / В. П. Федотов, С. С. Старосельников, Л. А. Федотова. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2018.

30 Халилов, Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: учеб. пособие / Ф.Х. Халилов. – Спб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. – 78 с.

31 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-28.05.2022>.

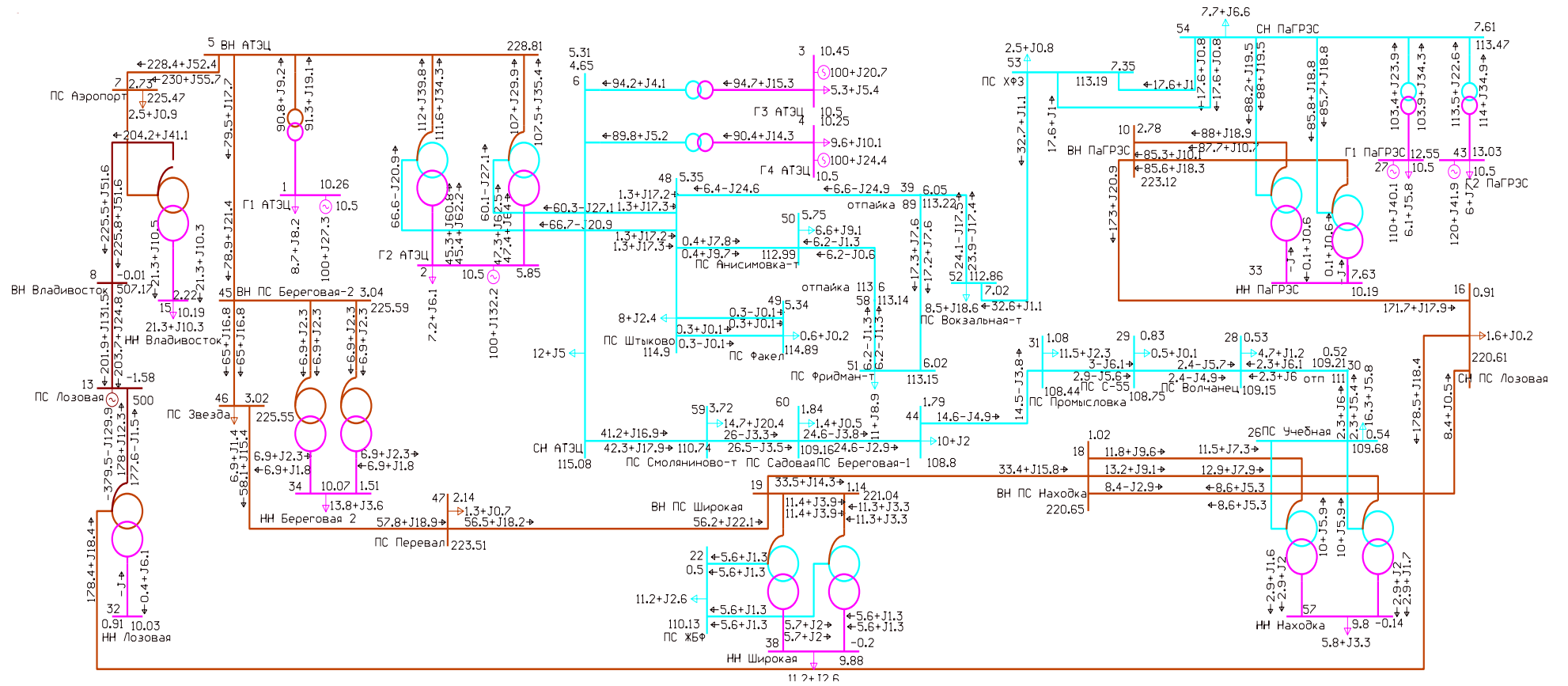
32 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

33 Электробезопасность [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 91 с.

34 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 87 с.

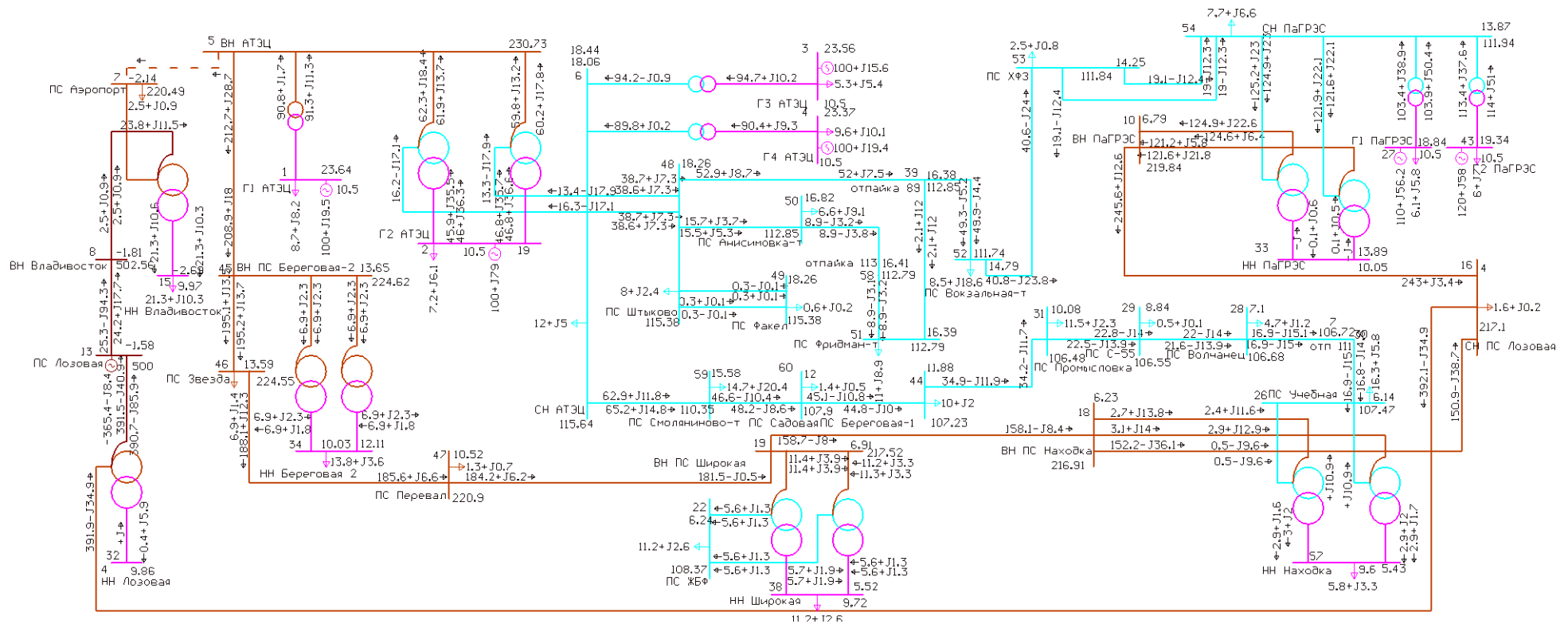
Приложение А

Схема потокораспределения



Продолжение приложения А

Схема потокораспределения в режиме отключения ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – ПС Аэропорт



Продолжение приложения А

Схема потокораспределения варианта №1

