

Министерство образования и науки 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 – _____

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала
АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением
подстанции Ренессанс

Исполнитель

студент группы 742об2

подпись, дата

М.А. Иванов

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство образования и науки 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
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Иванова Максима Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Ренессанс

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов сети, расчет токов короткого замыкания, расчет и анализ электрических нагрузок, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 33 рисунка, 49 таблиц, 33 источника.

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

7. Дата выдачи задания 07.04.2021 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата):

_____ 07.04.2021
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 176 с., 33 рисунка, 49 таблиц, 33 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ
ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР
НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ,
СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА,
МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ
ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ.

В бакалаврской работе были разработаны варианты реконструкции электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Ренессанс. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено необходимое оборудование, спроектирована схема. Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	12
1.2.1 Описание выбранных источников питания	13
1.3 Анализ существующих режимов	20
1.3.1 Параметры для расчета режимов	21
1.3.2 Анализ результатов расчета режимов	29
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	32
2.1 Прогнозирование электрических нагрузок для существующих ПС	35
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	39
3.1 Описание, анализ и отбор трех вариантов конфигурации электрической сети	39
3.1.1 Вариант схемы №1	40
3.1.2 Вариант схемы №2	42
3.1.3 Вариант схемы №3	44
3.2 Расчет аварийных режимов	47
3.2.1 Вариант схемы №3	47
3.2.2 Вариант схемы №2	57
3.3 Техническая проработка конкурентоспособных вариантов	66
3.3.1 Выбор типов схем РУ подстанций	66
3.4 Компенсация реактивной мощности	69
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	69
3.6 Выбор сечений проводников	71
3.7 Технико-экономический расчет	74

3.7.1 Расчет капиталовложений	74
3.7.2 Расчет потерь электроэнергии	77
3.7.3 Расчет эксплуатационных издержек	78
3.7.4 Определение приведенных дисконтированных затрат	80
4 Расчет токов короткого замыкания	82
4.1 Расчет в RastrKZ	83
4.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	85
4.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	88
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	91
5.1 Конструктивное исполнение ПС 35 кВ Ренессанс	91
5.2 Выбор и проверка выключателей	91
5.3 Выбор и проверка разъединителей	98
5.4 Выбор трансформаторов тока	99
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	102
5.6 Выбор и проверка токоведущих частей	104
5.7 Выбор и проверка ТСН	107
5.8 Выбор аккумуляторных батарей	109
6 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	112
7 Молниезащита и заземление подстанции 35/6 кВ Ренессанс	127
7.1 Расчёт заземления	127
7.2 Защита от прямых ударов молнии	132
8 Релейная защита	135
8.1 Требования к защите от коротких замыканий	137
8.2 Общие требования к системе РЗА	141
8.3 Общие требования к системе РЗА для линий 35 кВ	141
9 Безопасность и экологичность	145
9.1 Безопасность	145
9.1.1 Требования безопасности	145

9.1.2 Требования к оборудованию	146
9.2 Требования к выбору площадки для размещения распределительных устройств	147
9.2.1 Размещение площадки РУ	147
9.2.2 Выбор площадки для РУ	148
9.3 Требования к электрическим схемам распределительных устройств	149
9.3.1 Требования к строительным конструкциям	150
9.3.2 Требования к выбору электроустановки	150
9.3.3 Защита их от затопления, оползней, лавин	150
9.3.4 Требования к заземлителям	151
9.3.5 Требования к ограждениям	151
9.4 Требования к освещению	152
9.5 Требования к открытым распределительным устройствам	152
9.6 Требования к защите от грозовых перенапряжений	157
9.7 Требования биологической защиты от воздействия электрических и магнитных полей	160
9.8 Чрезвычайные ситуации	161
9.8.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом	161
9.9 Экологичность	162
9.9.1 Расчет шума, создаваемый трансформаторами	163
9.9.2 Расчет маслоприемника для маслонаполненного трансформатора	165
9.10 Чрезвычайные ситуация	168
Заключение	172
Библиографический список	173

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;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – энергетическая система;

ОЭС – объединенная энергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика роста 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 являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения спроса на тепловую и электрическую энергию, разработка дополнительных предложений по удовлетворению спроса на электрическую энергию.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Ренессанс.

Актуальность работы заключается в том, что подключение нового потребителя – ПС Ренессанс, обусловлено заявкой от 26.02.2020 № ТПр 711/20, что говорит о востребованности подключения нагрузки, а также о необходимости разработки оптимальной схемы подключения подстанции.

Цель работы – разработка наиболее рациональной с технической точки зрения схемы подключения нагрузок ПС Ренессанс.

Для выполнения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

- анализ электроэнергетической системы;

- расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработка вариантов реконструкции сети, которая потребуется для подключения подстанции Ренессанс;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор оборудования подстанции, разработка заземления и молниезащиты подстанции;
- расчет безопасности и экологичности проекта.

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

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Проектируемая подстанция Ренессанс находится на территории города Владивостока

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Владивостокского городского округа

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

Площадь Владивостокского городского округа составляет 561,54 км².

Район занимает часть территории полуострова Муравьева-Амурского, Песчаного полуострова и островов залива Петра Великого. В состав района входят город Владивосток и поселок Трудовое, расположенные на полуострове Муравьева-Амурского, населенные пункты на островах Русский, Попов и Рейнеке, а также поселок Береговое, расположенный на Песчаном полуострове.

Климат города Владивостока умеренный муссонный. Зима морозная, сухая, отличается ясной погодой. Преобладающее направление ветра – северное, выпадает малое количество осадков, в среднем 20-25 мм в месяц. Весна прохладная, характеризуется повышением влажности. Частым явлением становятся морозящие дожди, туман, преобладающее направление ветра меняется с северного, на юго-восточное и южное. Лето характеризуется теплой погодой с преобладанием южных ветров. В этот период характерны тайфуны с сильными дождями. Количество осадков достигает максимального значения в течение года, в июле количество осадков достигает 164 мм. Влажность также достигает максимума до 92%. Осень характеризуется теплой и сухой погодой. К октябрю юго-восточные сменяются северными. Количество осадков постепенно уменьшается.

Среднегодовая температура воздуха в округе +4,9 °С. Самым тёплым месяцем является август со средней температурой +19,8 °С, самым холодным

— январь с температурой $-12,3$ °С.

Средний годовой уровень осадков составляет 833 мм. Но в засушливые годы может выпадать менее 300 мм осадков, а зарегистрированный максимум осадков составляет 1272 мм за год.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+4,9
Средний минимум, °С	+2,0
Абсолютный минимум, °С	минус 31,4
Средний максимум, °С	+9,0
Абсолютный максимум, °С	+33,6

На территории Приморского края преобладает горный рельеф. Низменные межгорные впадины и речные долины занимают лишь около двадцати процентов территории.

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования

Энергосистема Приморского края функционирует в составе Объединенной энергетической системы Востока, в которую помимо энергосистемы Приморья входят также энергосистемы Амурской области, Хабаровского края, энергосистема Республики Саха (Якутия).

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала Акционерного общества «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Связана с энергосистемой Хабаровского края и Еврейской автономной области следующими линиями: [29]

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

Выделяются следующие крупные энергорайоны электрических сетей на территории энергосистемы Приморского края:

- южные электрические сети;
- центральные электрические сети;
- западные электрические сети;
- северные электрические сети.

Южные электрические сети в свою очередь подразделяются на следующие энергорайоны:

- энергорайон города Владивостока;
- энергорайон города Находки;
- энергорайон между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

Рассматриваемый район проектирования относится к району южных электрических сетей. Проектируемая ПС 35/6 кВ Ренессанс и примыкающие к ней подстанции расположены в пределах Владивостокского городского округа и, следовательно, относятся к энергорайону города Владивостока.

По состоянию на 01.05.2021 года на территории города Владивостока расположены следующие электростанции:

- Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт;
- Восточная ТЭЦ с установленной мощностью 139,5 МВт;
- Мини-ТЭЦ Северная с установленной мощностью 3,6 МВт;
- Мини-ТЭЦ Центральная с установленной мощностью 33,0 МВт;
- Мини-ТЭЦ Океанариум с установленной мощностью 13,2 МВт;
- Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт.

В данной работе в качестве источников питания выбраны Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт и Артёмовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт [30].

1.2.1 Описание выбранных источников питания

Артёмовская ТЭЦ-тепловая паротурбинная электростанция 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 летнее время. 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. [29]

Пар для турбин вырабатывается восьмью котлоагрегатами БКЗ-220-100ф производительностью 220 тонн пара в час каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовке. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через ОРУ напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

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

ПС Штыково;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка. [19]

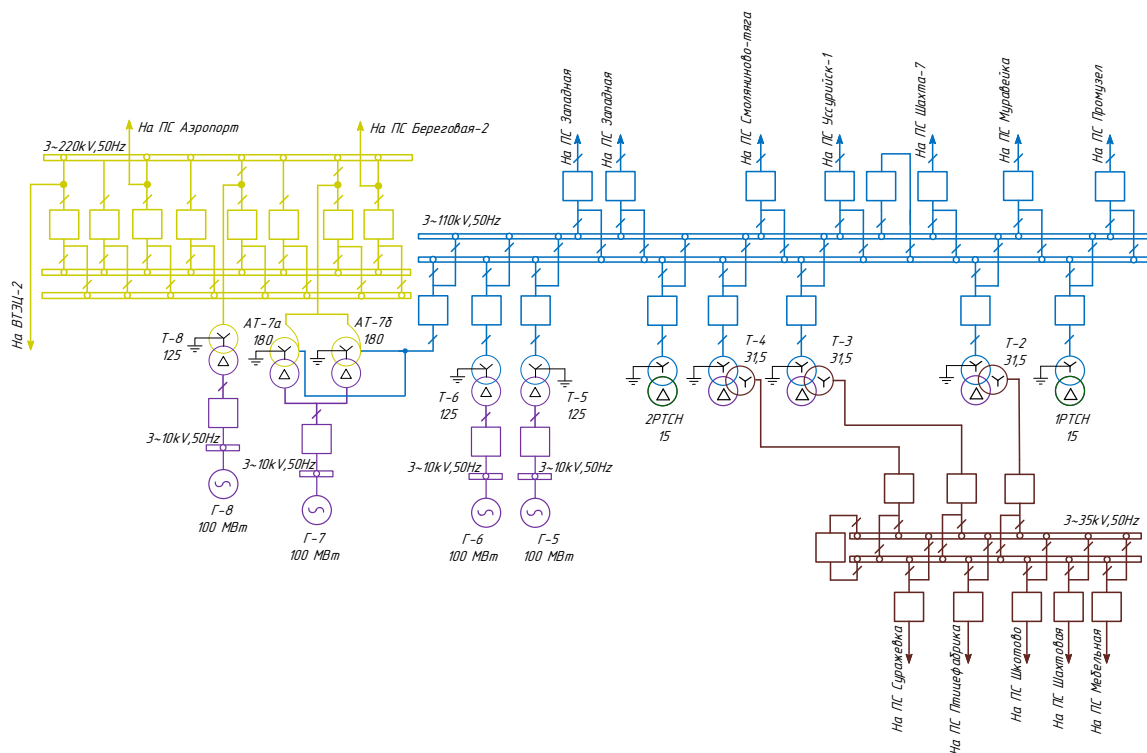


Рисунок 1 – Электрическая схема Артемовской ТЭЦ

Таблица 2 – Схемы РУ Артемовской ТЭЦ

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	3
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)

Владивостокская ТЭЦ-2-тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции составляет 497 МВт, тепловая мощность – 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями вдоль основных потоков пара и воды. В качестве топлива используется в основном природный газ сахалинских месторождений, в меньшей степени-бурый уголь Павловского разреза. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат №1 мощностью 80 МВт, в составе турбины Р-80-115 с генератором ТВФ-100-2;
- Турбоагрегат №2 мощностью 98 МВт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2;
- Турбоагрегат №3 мощностью 105 МВт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2;
- Турбоагрегат №4 мощностью 109 МВт, в составе турбины Т-109-116 с генератором ТВФ-120-2УЗ;
- Турбоагрегат №5 мощностью 50 МВт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ;
- Турбоагрегат №6 мощностью 55 МВт, в составе турбины ПТ-155-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ. [30,19]

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

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

- КВЛ - 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 — ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка. [14]

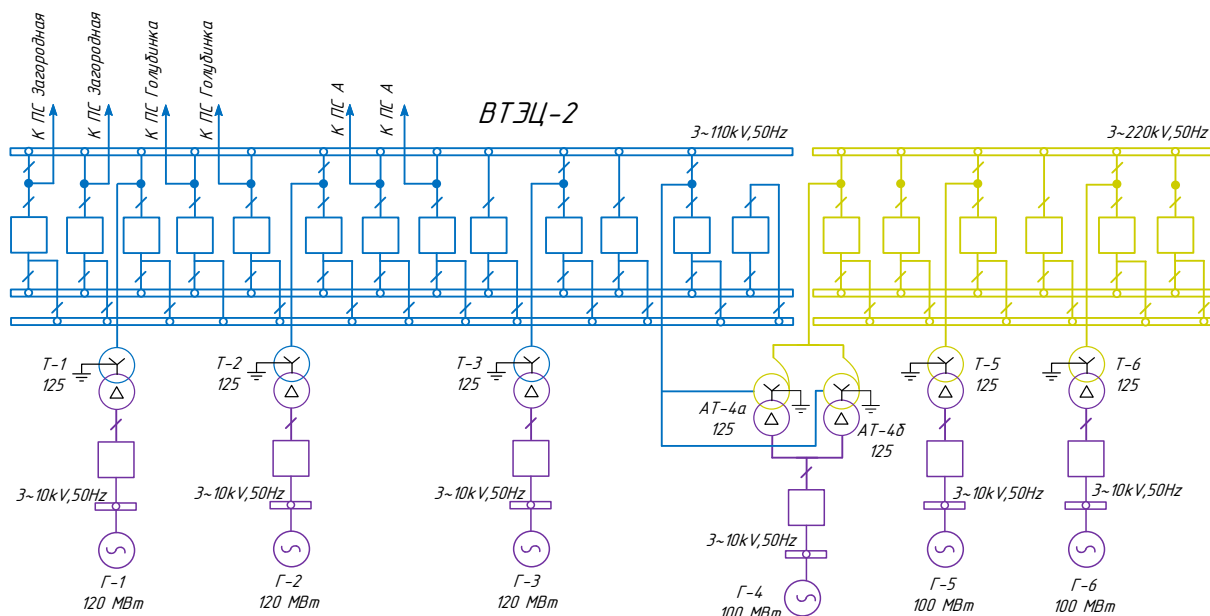


Рисунок 2 – Электрическая схема Владивостокской ТЭЦ-2

Таблица 3 – Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ - 2

Класс напряжения РУ	Схема распределительного устройства
1	3
РУ 220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)
РУ 110 кВ	Две рабочие и обходная системы шин (№ 13 Н)

Помимо данных электростанций, рассматриваемый район проектирования связан двумя линиями с ПС 500 кВ Владивосток:

- ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна;
- ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол.

Информация о подстанциях, расположенных в районе проектирования (данные о трансформаторной мощности и схемах РУ) приведена в таблице 2.

Таблица 4 – Подстанции района проектирования

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Волна	2 АТ x 125 2 x 15	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (№ 12)
Промузел	2 x 16	Не типовая схема РУ
Спутник	2 x 25	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)
Чайка	2 x 16	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)
Бурун	2 x 40	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)
Академическая	2 x 6,3	Одна секционированная выключателем система шин (№ 9)
Ипподром	1 x 10	Блок (линия - трансформатор) с выключателем (№ 3Н)
Седанка	2 x 16	Мостик с выключателем в цепях линий (№ 5Н)

Также для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе проектирования. Ниже в таблице 5 приведены данные линии с указанием некоторых параметров.

Таблица 5 – 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
КВЛ Владивостокская ТЭЦ-2 – Зеленый угол	220	Al/XLPE/CWS/ HDPE 630mm, АСК-300	300	665	665

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
ВЛ Зеленый угол - Волна	220	АСК-300	300	680	877
ВЛ Волна – Бурун	110	АС-240, АСО-300	240	605	780
ВЛ Волна – Чайка	110	АС-120, М-70, АС-300, АС-240	70	337	435
ВЛ Чайка – Седанка	110	АС-240	240	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	110	АС-120, М-70	70	300	387
ВЛ Спутник – Промузел	110	АС-120, М-70	70	330	426
ВЛ АТЭЦ - Промузел	110	АС-120, М-70	70	337	435
ВЛ Бурун – Академическая	35	АС-120	120	375	484
ВЛ Академическая – Ипподром	35	АС-120, М-50	50	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	35	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	50	275	355
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	35	АПвПу2Г 1x240	240	422	544
ВЛ Спутник – Угловая	35	М-50, АС-120, АС-70	70	265	342

В целом по Приморскому краю техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением от 35 до 500 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Распределительный комплекс 35-110 кВ АО «ДРСК» характеризуется наличием объектов, эксплуатирующихся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций – 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80% ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется около 35 % ЛЭП 35-110 кВ. [29]

Количество подстанционного оборудования Филиала «Приморское ПМЭС» ПАО «ФСК ЕЭС», эксплуатируемого сверх нормативного срока службы, составляет 55,95%.

Количество ВЛ Филиала «Приморское ПМЭС» ПАО «ФСК ЕЭС», вышедших из эксплуатации сверх нормативного срока, составляет 28,3%.

Количество оборудования АО «ДГК», эксплуатирующегося за пределами нормативных сроков эксплуатации (турбины, генераторы, котлы), составляет более 80 %. [30]

1.3 Анализ существующих режимов

Эквивалент анализируемого участка сети включает в себя следующие подстанции: ПС 220 кВ Волна, ПС 220 кВ Зеленый угол, ПС 110 кВ Седанка, ПС 110 кВ Чайка, ПС 110 кВ Промузел, ПС 110 кВ Спутник, ПС 110 кВ Бурун, ПС 35 кВ Академическая, ПС 35 кВ Ипподром. Источники питания Владивостокская ТЭЦ-2 и Артёмовская ТЭЦ.

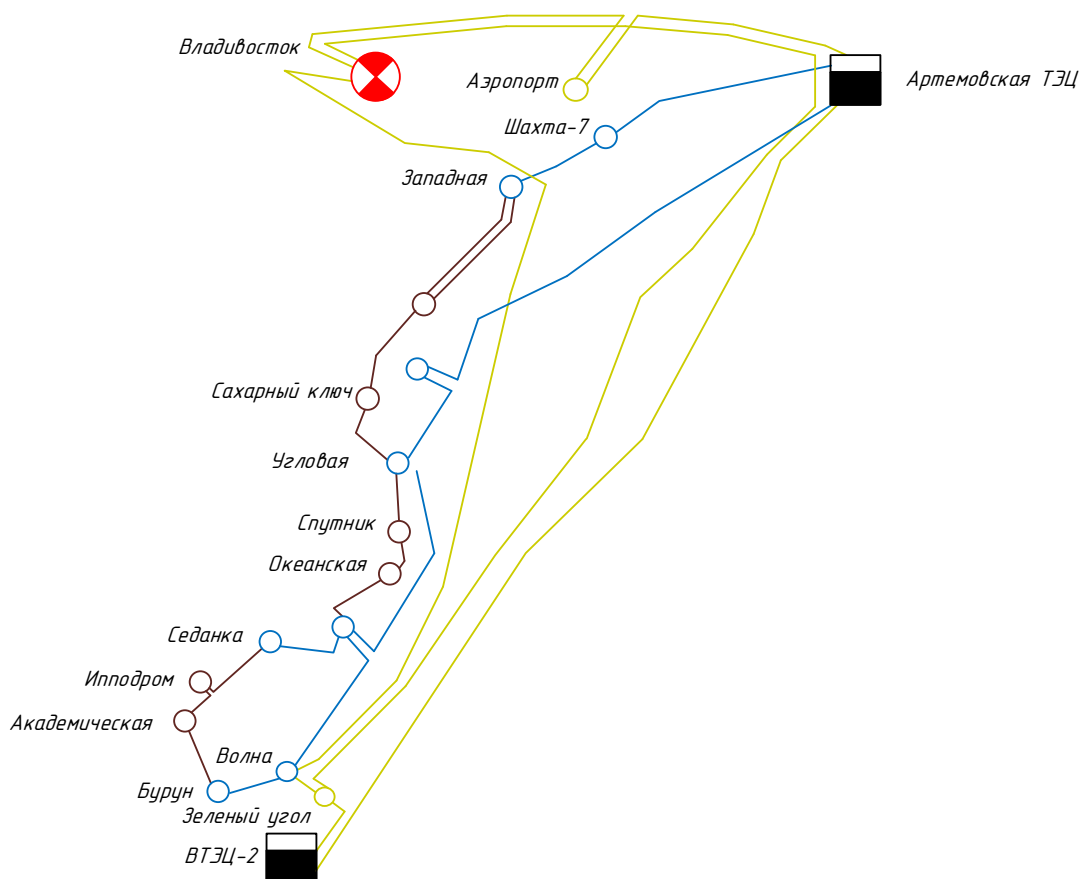


Рисунок 3 – Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети

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.

Изучив параметры разных режимов (нормальный, послеаварийный, ремонтный), можно заранее выявить слабые места в сети в разных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, требуется рассчитать параметры

элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации.

Генераторы задаются генерируемой активной мощностью, модулем напряжения, а также лимитами генерации и потребления реактивной мощности.

Балансировочный блок настраивается по заданному модулю напряжения. Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, шунтирующих реакторов [16,24].

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 6, 7 приведены данные для расчета режимов.

Таблица 6 – Параметры узлов

Тип	Но мер	Название	U _н ом	P _н	Q _н	P _г	Q _г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	Артемовская ТЭЦ СН	110	42,1	14,8	0	0	123,66
Ген	2	АТЭЦ Г-6	10	9,5	7,9	91	-69,12	10,5
Ген	3	АТЭЦ Г-5	10	10	8,1	94	-68,89	10,5
Нагр	4	ПС Чайка	110	0	0	0	0	116,92
Нагр	8	Нейтраль ПС Чайка	110	0	0	0	0	109,42
Нагр	5	Нейтраль ПС Чайка	110	0	0	0	0	109,42
Нагр	6	ПС Чайка СН	35	0	0	0	0	36,65
Нагр	7	ПС Чайка	6	25,2	7,1	0	0	6,15
Нагр	11	ПС Волна СН	110	0	0	0	0	118,08
Нагр	12	ПС Волна	6	12,8	1,2	0	0	6,41
Нагр	14	ПС Спутник ВН	110	0	0	0	0	117,38
Нагр	15	Нейтраль ПС Спутник	110	0	0	0	0	115,82
Нагр	17	Нейтраль ПС Спутник	110	0	0	0	0	115,82
Нагр	16	ПС Спутник СН	35	0	0	0	0	38,8
Нагр	20	ПС Спутник	6	24,1	3,6	0	0	6,67
Нагр	21	ПС Промузел ВН	110	0	0	0	0	118,32
Нагр	22	ПС Промузел НН1	6	17,4	4,4	0	0	6,27
Нагр	24	ПС Бурун ВН	110	0	0	0	0	110,98
Нагр	25	ПС Бурун СН	35	0	0	0	0	35,04
Нагр	54	Нейтраль ПС Бурун	110	0	0	0	0	110,16
Нагр	26	Нейтраль ПС Бурун	110	0	0	0	0	110,16
Нагр	27	ПС Бурун НН	6	16,3	15,6	0	0	5,91
Нагр	28	ПС Академическая СН	35	0	0	0	0	35,56
Нагр	29	ПС Академическая НН	6	4,8	1,3	0	0	6,02

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	30	ВТЭЦ-2	220	0	0	0	0	242,23
Ген	31	ВТЭЦ -2 Г-5	10	6,5	4,3	59	-91,51	10,5
Ген	32	ВТЭЦ -2 Г-6	10	6,5	4,3	25	-90,69	10,5
Нагр	33	ПС Зеленый Угол	220	13,9	0,9	0	0	242,01
Нагр	34	ПС Ипподром СН	35	0	0	0	0	36,37
Нагр	35	ПС Ипподром НН	6	5,1	1,4	0	0	6,54
Нагр	36	ПС Седанка ВН	110	0	0	0	0	116,34
Нагр	37	Нейтраль ПС Седанка	110	0	0	0	0	110,1
Нагр	38	ПС Седанка СН	35	0	0	0	0	36,76
Нагр	39	ПС Седанка НН	6	7,9	2,1	0	0	6,47
Нагр	41	Нейтраль ПС Ипподром	110	0	0	0	0	114,14
Нагр	42	ПС Ипподром ВН	110	0	0	0	0	114,14
Нагр	44	ПС Волна ВН	220	0	0	0	0	240,95
Нагр	43	ПС Волна нейтраль	220	0	0	0	0	236,2
Нагр	45	ПС Волна нейтраль	220	0	0	0	0	236,2
База	46	Артёмовская ТЭЦ ВН	220	0	0	-214,25	990,6	270,35
Нагр	47	Артёмовская ТЭЦ нейтраль	220	0	0	0	0	247,29
Нагр	53	Артёмовская ТЭЦ нейтраль	220	0	0	0	0	247,29
Ген	48	АТЭЦ Г7	10	8	8,9	89	-127,06	10,5
Ген	49	АТЭЦ Г8	10	13	8,6	84	-158,72	10,5
Ген	52	ВТЭЦ -2 Г-4	10	8,2	7,3	75	-88,72	10,5

Таблица 7 – Параметры ветвей

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кг/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	21	Артемовская ТЭЦ СН - ПС Промузел ВН	6,76	10,28	-61,79	0	-60,7	-24,62
Тр-р	21	22	ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН1	4,38	86,7	8,5	0,0 54	-8,74	-2,84
Тр-р	21	22	ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН1	4,38	86,7	8,5	0,0 54	-8,75	-2,84
ЛЭП	21	14	ПС Промузел ВН - ПС Спутник ВН	1,62	2,56	-16,31	0	-41,3	-16,95
Тр-р	14	15	ПС Спутник ВН - Нейтраль ПС Спутник	1,5	56,9	13,2	1	-12,2	-3,39
Тр-р	14	17	ПС Спутник ВН - Нейтраль ПС Спутник	1,5	56,9	13,2	1	-12,2	-3,39
Тр-р	15	16	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник СН	1,5	0	13,2	0,3 35	-0,03	-0,18
Тр-р	17	16	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник СН	1,5	0	13,2	0,3 35	-0,03	-0,18
Тр-р	15	20	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник	1,5	35,7	13,2	0,0 58	-12,1	-2,38
Тр-р	17	20	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник	1,5	35,7	13,2	0,0 58	-12,1	-2,38
ЛЭП	14	4	ПС Спутник ВН - ПС Чайка	1,63	2,63	-16,27	0	-16,7	-10,04
Тр-р	4	5	ПС Чайка - Нейтраль ПС Чайка	2,6	88,9	12,1	1	-13,6	-10,25
Тр-р	4	8	ПС Чайка - Нейтраль ПС Чайка	2,6	88,9	12,1	1	-13,6	-10,25
Тр-р	5	6	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка СН	2,6	0	12,1	0,3 35	-0,88	-3,75
Тр-р	8	6	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка СН	2,6	0	12,1	0,3 35	-0,88	-3,75
Тр-р	5	7	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка	2,6	52	12,1	0,0 6	-12,7	-4,47
Тр-р	8	7	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка	2,6	52	12,1	0,0 573	-12,7	-4,47

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	1	2	Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-6	0,37	12,3	46,92	0,0 91	81,0 25	-89,44
Тр-р	1	3	Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-5	0,37	12,3	46,92	0,0 91	83,5 1	-89,7
ЛЭП	4	36	ПС Чайка - ПС Седанка ВН	0,93 6	3,16	-21,9	0	-23,1	-14,65
Тр-р	36	37	ПС Седанка ВН - Нейтраль ПС Седанка	2,6	88,9	12,1	1	-12,1	-8,47
Тр-р	37	38	Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка СН	2,6	0	12,1	0,3 35	-14,9	-9,75
Тр-р	37	39	Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка НН	2,6	52	12,1	0,0 58	2,91	2,86
Тр-р	36	39	ПС Седанка ВН - ПС Седанка НН	4,38	86,7	8,42	0,0 58	-10,9	-6,3
ЛЭП	38	34	ПС Седанка СН - ПС Ипподром СН	0,54	0,68	0	0	-14,9	-9,6
ЛЭП	6	34	ПС Чайка СН - ПС Ипподром СН	0,90 87	1,2145	0	0	-1,72	-7,21
Тр-р	41	34	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром СН	5	0	8,32	0,3 18	5,14	1,8
Тр-р	41	42	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром ВН	5	142,2	8,32	1	-0,02	-0,11
Тр-р	41	35	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром НН	5	82,7	8,32	0,0 58	-5,13	-1,69
ЛЭП	34	28	ПС Ипподром СН - ПС Академическая СН	1,07 75	1,13	0	0	-11,3	-14,7
Тр-р	28	29	ПС Академическая СН - ПС Академическая НН	1,4	14,16	46,3	0,1 71	-2,42	-0,78
Тр-р	28	29	ПС Академическая СН - ПС Академическая НН	1,4	14,16	46,3	0,1 71	-2,42	-0,78
ЛЭП	28	25	ПС Академическая СН - ПС Бурун СН	0,7	1,16	0	0	-6,15	-12,85

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	26	25	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун СН	0,8	0	18,2	0,3 18	2,98	6,11
Тр-р	54	25	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун СН	0,8	0	18,2	0,3 18	2,98	6,11
Тр-р	26	24	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун ВН	0,8	35,5	18,2	1	5,22	2,15
Тр-р	54	24	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун ВН	0,8	35,5	18,2	1	5,22	2,15
Тр-р	26	27	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун НН	0,8	22,3	18,2	0,0 545	-8,2	-8,26
Тр-р	54	27	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун НН	0,8	22,3	18,2	0,0 545	-8,2	-8,26
ЛЭП	4	11	ПС Чайка - ПС Волна СН	1,62	3,22	-14	0	33,6 4	24,95
ЛЭП	24	11	ПС Бурун ВН - ПС Волна СН	23,5 2	102,96	-6,3	0	10,5	4,94
Тр-р	45	11	ПС Волна нейтраль - ПС Волна СН	0,48	0	11,8	0,5	-22,3	-16,24
Тр-р	43	11	ПС Волна нейтраль - ПС Волна СН	0,48	0	11,8	0,5	-22,4	-16,24
Тр-р	45	44	ПС Волна нейтраль - ПС Волна ВН	0,55	59,2	11,8	1	28,9	17,59
Тр-р	43	44	ПС Волна нейтраль - ПС Волна ВН	0,55	59,2	11,8	1	28,9	17,59
Тр-р	45	12	ПС Волна нейтраль - ПС Волна	3,2	131	11,8	0,0 272	-6,47	-1,36
Тр-р	43	12	ПС Волна нейтраль - ПС Волна	3,2	131	11,8	0,0 272	-6,47	-1,36
ЛЭП	33	44	ПС Зеленый Угол - ПС Волна ВН	1,12	4,89	-30,1	0	-66,9	-37,68
ЛЭП	30	33	ВТЭЦ-2 - ПС Зеленый Угол	0,21	0,91	-5,6	0	-82,4	-38,38
Тр-р	30	31	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-5	0,87	22	31	0,0 45	52,0 4	- 102,45

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	30	32	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-6	0,87	22	31	0,0 45	18,0 9	- 100,59
Тр-р	30	52	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-4	0,87	22	31	0,0 45	66,3 2	- 103,37
ЛЭП	30	46	ВТЭЦ-2 - Артемовская ТЭЦ ВН	4,64 5	20,334	- 125,13 6	0	-54	344,79
Тр-р	47	48	Артемовская ТЭЦ нейтраль - АТЭЦ Г7	0,6	54,2	18,9	0,0 454	40,2 8	-75,48
Тр-р	53	48	Артемовская ТЭЦ нейтраль - АТЭЦ Г7	0,6	54,2	18,9	0,0 454	40,2 8	-75,48
Тр-р	47	46	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ ВН	0,3	30,4	18,9	1	- 70,9 4	185,92
Тр-р	53	46	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ ВН	0,3	30,4	18,9	1	- 70,9 4	185,92
Тр-р	47	1	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ СН	0,3	0	18,9	0,5	30,6 5	- 110,44
Тр-р	53	1	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ СН	0,3	0	18,9	0,5	30,6 5	- 110,44
Тр-р	46	49	Артемовская ТЭЦ ВН - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,67	0,0 45	69,9 8	- 199,35

В таблице 8 приведены рассчитанные параметры максимального режима.

Таблица 8 – Расчетные значения напряжений в узлах при нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ	220	270,35	6,69
Артемовская ТЭЦ	110	123,67	8,61
АТЭЦ Г-6	10	10,5	12,76

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
АТЭЦ Г-5	10	10,5	12,88
АТЭЦ Г-7	10	10,5	10,82
АТЭЦ Г-7	10	10,5	10,23
ПС Чайка	110	116,92	6,4
ПС Чайка СН	35	36,65	1,14
ПС Чайка	6	6,15	-2,06
ПС Волна СН	110	118,08	6,68
ПС Волна	6	6,41	5,81
ПС Спутник ВН	110	117,38	6,51
ПС Спутник СН	35	38,8	3,62
ПС Спутник	6	6,67	1,78
ПС Промузел ВН	110	118,32	6,83
ПС Промузел НН	6	6,27	3,73
ПС Бурун ВН	110	110,98	2,44
ПС Бурун СН	35	35,04	1,55
ПС Бурун НН	6	5,91	0,73
ПС Академическая СН	35	35,58	1,47
ПС Академическая НН	6	6,02	-0,05
ВТЭЦ-2	220	242,23	8,71
ВТЭЦ -2 Г-5	10	10,5	9,96
ВТЭЦ -2 Г-6	10	10,5	9,20
ВТЭЦ -2 Г-4	10	10,5	10,28
ПС Зеленый Угол	220	242,01	8,64
ПС Седанка ВН	110	116,34	6,15
ПС Седанка СН	35	31,27	1,54
ПС Седанка НН	6	6,47	2,1
ПС Ипподром ВН	110	114,14	1,37

1	2	3	4
ПС Волна ВН	220	240,95	8,38

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», 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 $\pm 15\%$ 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. [4]

Таблица 9 – Наибольшие рабочие напряжения

Номинальное напряжение, кВ	35	110	220	500
Наиболее рабочее напряжение, кВ	40,5	126	252	525

В этом режиме значения напряжений в узлах сети остаются в допустимых пределах, токовые нагрузки линий также длительное время не превышают допустимые.

Из-за большой удаленности от источников активной выработки электроэнергии и отсутствия реактивной мощности в сети в послеаварийных режимах наблюдается тенденция к падению напряжения ниже допустимых значений.

Графическая схема данного режима приведена на рисунке 4.

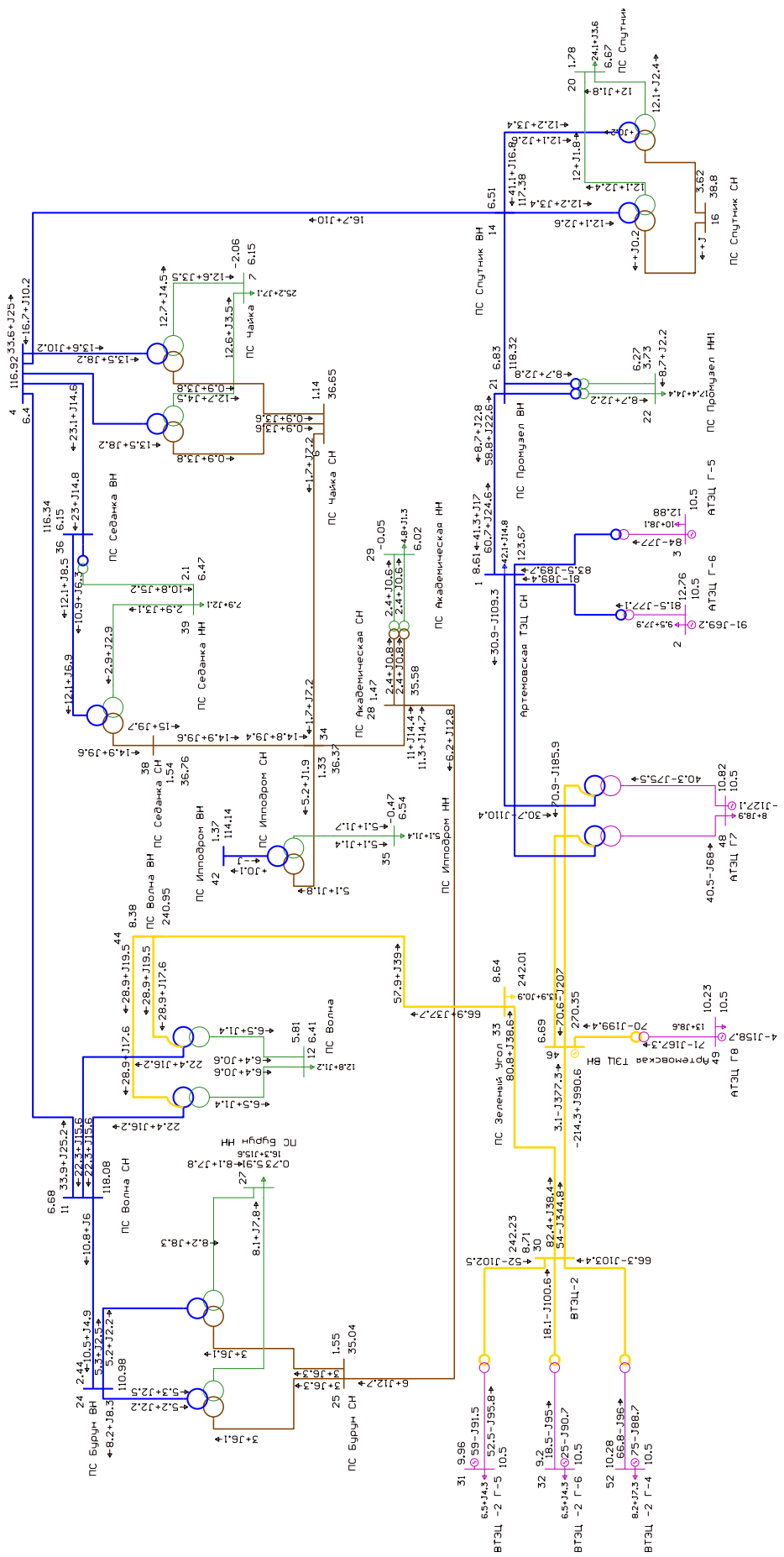


Рисунок 4 – Графическая схема максимального режима

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

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

Вероятностные характеристики включают среднюю, среднеквадратичную (эффективную) и максимальную мощность. [31]

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок представлен в таблице 9.

Для примера показан подробный расчет вероятностных характеристик на ПС 110 кВ Промузел:

Средняя активная мощность – используется для расчета потребляемой мощности и выбора силовых трансформаторов. Определяется по следующей формуле. Средней мощностью называется математическое ожидание вероятностной характеристики нагрузки за рассматриваемый период времени. [32]

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

где T – период, в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[\begin{array}{l} 19+19+18+18+18+18+20+22 \\ +21+22+20+19+19+17+18+12+ \\ +20+19+19+18+18+15+10+10 \end{array} \right] = 17,8 \text{ MВт};$$

Среднеквадратичная (эффективная) мощность – используется для расчета потерь мощности и энергии. значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления.

Среднеквадратичной мощностью называется математическое ожидание квадратов мощности за определенный промежуток времени. [32]

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}; \quad (11)$$

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \sqrt{\left[\begin{array}{l} 19^2 + 19^2 + 18^2 + 18^2 + 18^2 + 18^2 + 20^2 + 22^2 \\ + 21^2 + 22^2 + 20^2 + 19^2 + 19^2 + 17^2 + 18^2 + 12^2 + \\ + 20^2 + 19^2 + 19^2 + 18^2 + 18^2 + 15^2 + 10^2 + 10^2 \end{array} \right]} = 18,14 \text{ MBm};$$

Далее рассчитываем коэффициент формы, по которому будем определять эффективную мощность.

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{CP}}; \quad (12)$$

$$K_{\phi} = \frac{18,14}{17,8} = 1,02;$$

Далее рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}; \quad (13)$$

$$K_{MAX} = \frac{24,8}{17,8} = 1,4;$$

Максимальная мощность - используется для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов. Под

максимальной мощностью понимается некоторая средняя мощность за получасовую максимальную нагрузку энергосистемы. [32]

$$P_{MAX} = P_{CP} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (14)$$

$$P_{MAX} = 17,8 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,02^2 - 1}\right) = 24,8 \text{ MВт};$$

Исходные данные для расчёта взяты по результатам контрольных замеров 2019 года и представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Наименование ПС	Максимальная активная мощность ПС, МВт	Максимальная реактивная мощность ПС, МВАр
1	2	3
ПС 220 кВ Волна	26,4	7
ПС 110 кВ Промузел	18,14	4,4
ПС 110 кВ Спутник	24,1	5,6
ПС 110 кВ Чайка	25,2	7,1
ПС 110 кВ Бурун	46	16
ПС 220 кВ Зеленый Угол	10,5	2,6
ПС 110 кВ Седанка	7,9	2,1
ПС 110 кВ Шахта-7	19,6	7,6
ПС 110 кВ Западная	34,9	11,7
ПС 35 кВ Академическая	8,39	1,81
ПС 35 кВ Бурун	16,8	5,46
ПС 35 кВ Ипподром	4,72	1,62

1	2	3
Артемовская ТЭЦ	8	8,9
Владивостокская ТЭЦ-2	8,2	7,3

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 11.

Таблица 11 – 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
Волна	15,4	12,83	15,02	7	5,83	6,83
Промузел	18,4	14,42	16,87	4,4	3,67	4,29
Спутник	24,1	20,08	23,5	5,6	4,67	5,46
Чайка	25,2	21	24,57	7,1	5,92	6,92
Бурун	16,8	13,67	16,33	5,46	4,38	5,3
Академическая	8,39	6,66	8,13	1,81	1,35	1,74
Зеленый Угол	46,45	48,38	45,24	17,46	15,38	18,0
Ипподром	4,72	3,77	4,58	1,21	1,06	1,27
Седанка	7,11	6,59	7,89	1,62	1,42	1,66
Шахта-7	19,6	16,3	18,75	7,6	6,3	7,25
Западная	34,9	29,01	33,36	11,7	9,75	11,21
АТЭЦ	8	6,6	7,59	8,9	7,42	8,53
ВТЭЦ-2	8,2	6,83	7,85	7,3	6,08	6,99

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:

$$P_{прог}^{max} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (15)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,059 [9].

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

t – год в который снимался первый замер.

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

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

$$P_{прог}^{cp} = 21 \cdot (1 + 0,013)^5 = 22,4 \quad (16)$$

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

$$P_{эф} = 22,4 \cdot 1,17 = 26,21 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{эф} = 6,32 \cdot 1,17 = 7,39 \text{ Мвар}$$

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

$$P_{\max} = 22,4 \cdot 1,2 = 26,88 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{\max} = 6,32 \cdot 1,17 = 7,58 \text{ Мвар}$$

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик приведены в таблице 5, пункта 2.1.

Далее в таблице 12 приведены вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет. Расчет выполнен в программе Microsoft Excel.

Таблица 12 – Вероятностные характеристики с перспективой на 5 лет

Подстанция	P_{\max} , МВт	P_{cp} , МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{\max} , Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
1	3	4	5	6	7	8
Академическая	10,39	8,66	10,13	2,81	2,35	2,74
Бурун	18,8	15,67	18,33	6,46	5,38	6,3
Волна	17,77	14,81	17,32	8,08	6,73	7,87
Зеленый угол	48,45	40,38	47,24	18,46	15,38	18,0
Ипподром	5,72	4,77	5,58	1,51	1,26	1,47
Промузел	19,96	16,63	19,46	5,08	4,23	4,95
Седанка	9,11	7,59	8,89	2,42	2,02	2,36
Спутник	27,8	23,17	27,11	6,46	5,38	6,3
Чайка	29,07	24,23	28,35	8,19	6,83	7,99
Шахта-7	36,6	30,46	35,03	12,29	10,24	11,77
Западная	8,4	6,93	7,97	9,35	7,79	8,97
АТЭЦ	8,61	7,17	8,24	7,67	6,38	7,34
ВТЭЦ-2	36,65	30,46	35,03	12,29	10,24	11,77

В отношении обеспечения надежности электроснабжения проектируемой подстанции потребители- электроприемники разделяются на следующие категории [7]

На ПС Ренессанс будут подключены потребители электроэнергии I и II категории, согласно заявке на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»:

- 1) 250 кВт - по первой категории надежности энергоснабжения;
- 2) 13250 кВт - по второй категории надежности энергоснабжения;

Согласно правилам устройств электроустановок:

Электроприемники I категории - это электроприемники, отключение питания которых может повлечь за собой: опасность для жизни человека, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовые дефекты продукции, нарушение сложного технологического процесса, нарушение функционирования особенно важные элементы коммунального хозяйства. Прерывание подачи питания допускается только на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории - электроприемники, перебои в электроснабжении которых приводят к массовому дефициту продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей. [12]

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Описание, анализ и отбор 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 проектирования 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.

Принципы составления схем электрических сетей [12]

1. На развернутых участках выбранной сети не должно быть обратных перетоков мощности;
2. При питании подстанции потребителями первой и второй категорий рекомендуется использовать одну двухцепную ВЛ вместо двух одноконтурных;
3. Не рекомендуется использовать на кольцевых участках сети участки с разным номинальным напряжением;
4. Выбрать необходимо самые простые варианты конфигурации сети, использующие наименьшее количество преобразований и простое распределительное устройство.

Сдвоенный блок линия-трансформатор и мостик, которые используются в вариантах конфигурации сети являются самыми простыми и надежными распределительными устройствами на стороне высокого напряжения. На магистральных участках сетей предлагается использовать мостики с

выключателями в цепях линий, что даст возможность питания потребителей даже при потере одного из источников питания.

Таким образом, составляем 3 варианта схем электрической сети, из которых в следствии обоснованного отбора должно остаться 2. Ниже представлены 3 варианта схем.

3.1.1 Вариант схемы №1

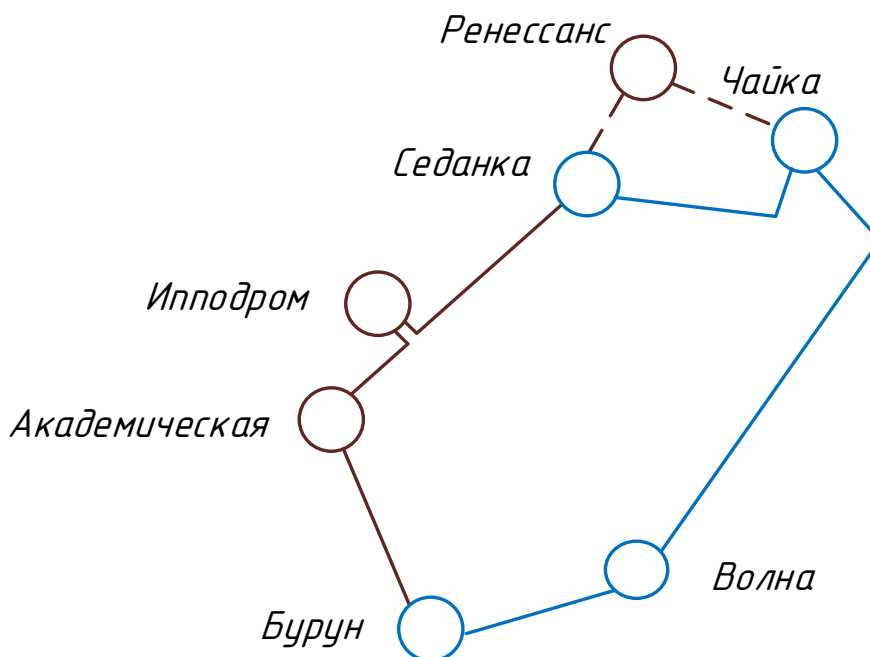


Рисунок 5 – Карта-схема варианта №1

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

Недостатками данной схемы являются увеличение нагрузки на ПС 110 кВ Чайка, что говорит о необходимости увеличения трансформаторной мощности на подстанции для повышения надежности электропитания потребителей

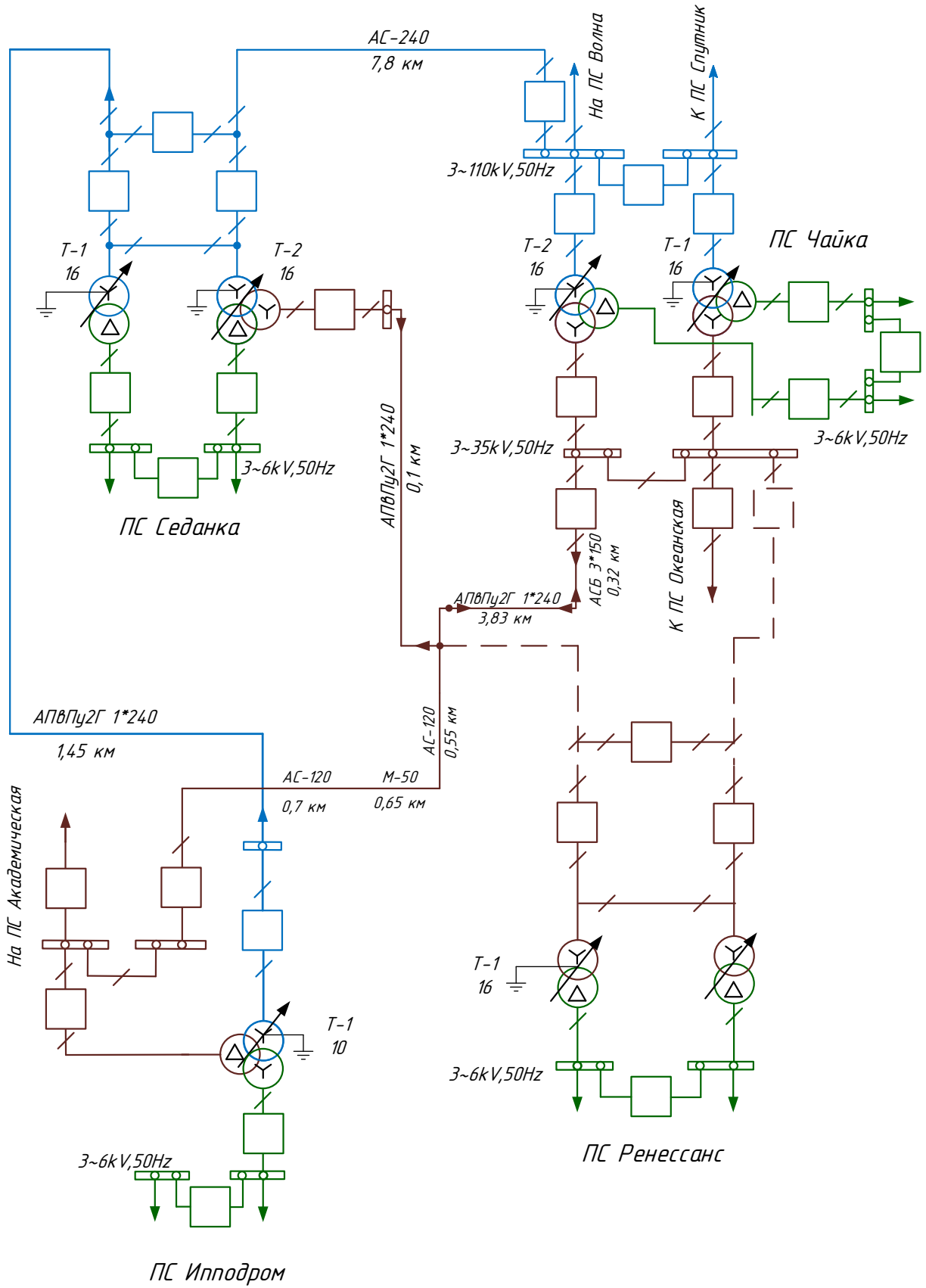


Рисунок 6 – Электрическая схема варианта №1

Описание варианта схемы №1 - связь между источником питания и подстанциями Ренессанс осуществляется по кольцевой схеме от подстанции Чайка до подстанции Седанка. Подстанция является проходной.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 13.

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

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	2	3	4
ПС Ренессанс – ПС Чайка	1	2	4
ПС Ренессанс – ПС Седанка	1	2,5	

Суммарная длина линий составляет $l = 4,5$ км.

3.1.2 Вариант схемы №2

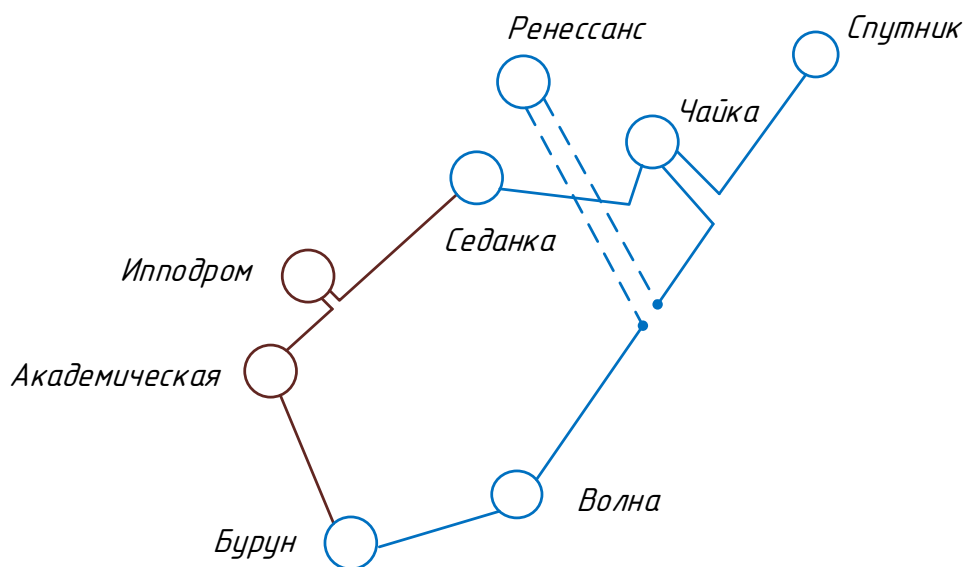


Рисунок 7 – Карта-схема варианта №2

Преимуществами данной схемы являются небольшое число выключателей в проектируемой сети, относительно небольшая длина проектируемых ВЛ, а также увеличение напряжения подстанции.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости строительства подстанции в связи с использованием двухобмоточных трансформаторов и выключателей 110 кВ.

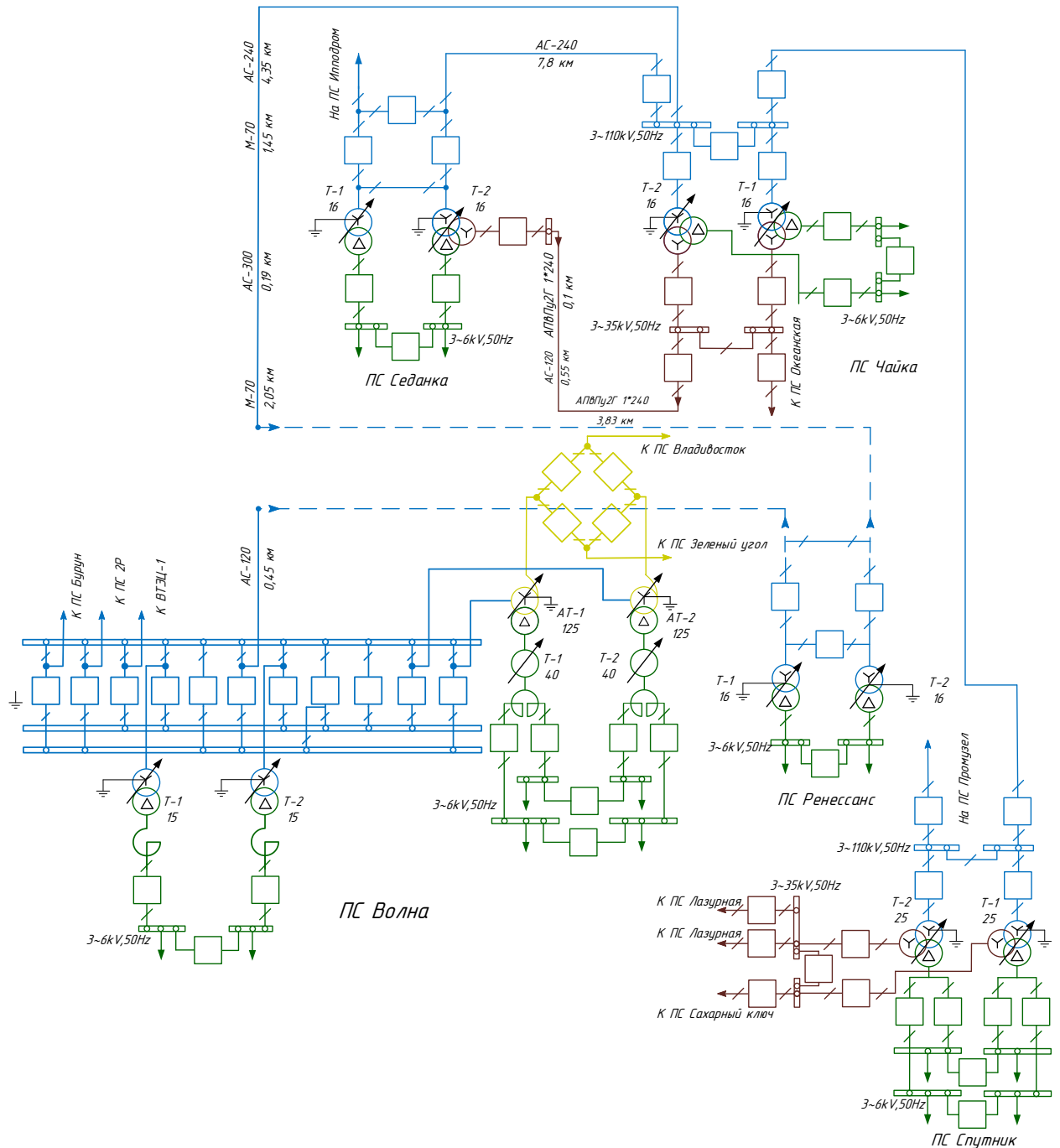


Рисунок 8 – Электрическая схема варианта №2

Описание схемы № 2– подстанция Ренессанс включается транзитом между ПС 110 кВ Чайка и ПС 220 кВ Волна. ПС Ренессанс в данной схеме является транзитной.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Длина линий и количество выключателей для варианта схемы №3

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	2	3	4
ПС Ренессанс – отпайка от ВЛ Чайка-Волна	2	5	2

Суммарная длина линий составляет $l = 5$ км.

3.1.3 Вариант схемы №3

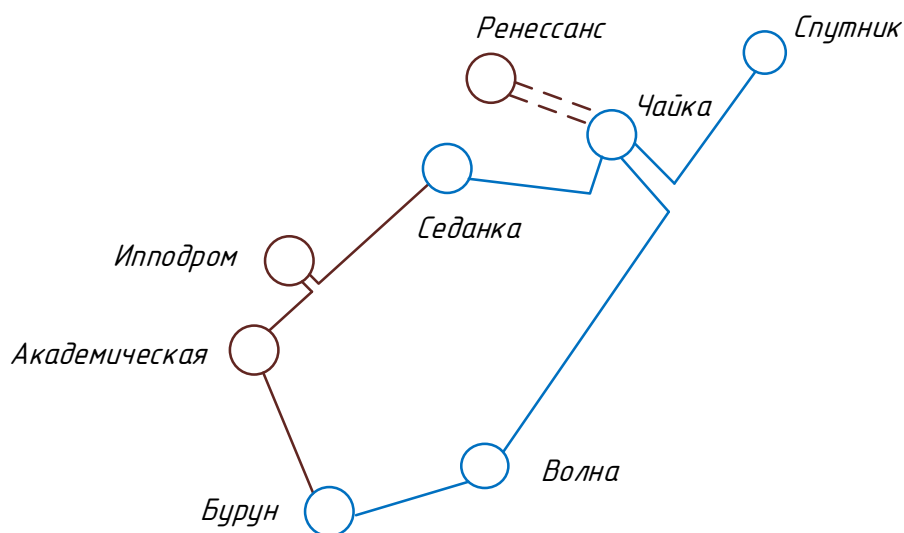


Рисунок 9 – Карта-схема варианта №3

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

также удешевление стоимости строительства линии за счет строительства двухцепной линии.

Недостатками данной схемы являются увеличение стоимости строительства подстанции в связи с необходимостью реконструкции ЛЭП 110 кВ АТЭС – Промузел для повышения надежности электропитания потребителей.

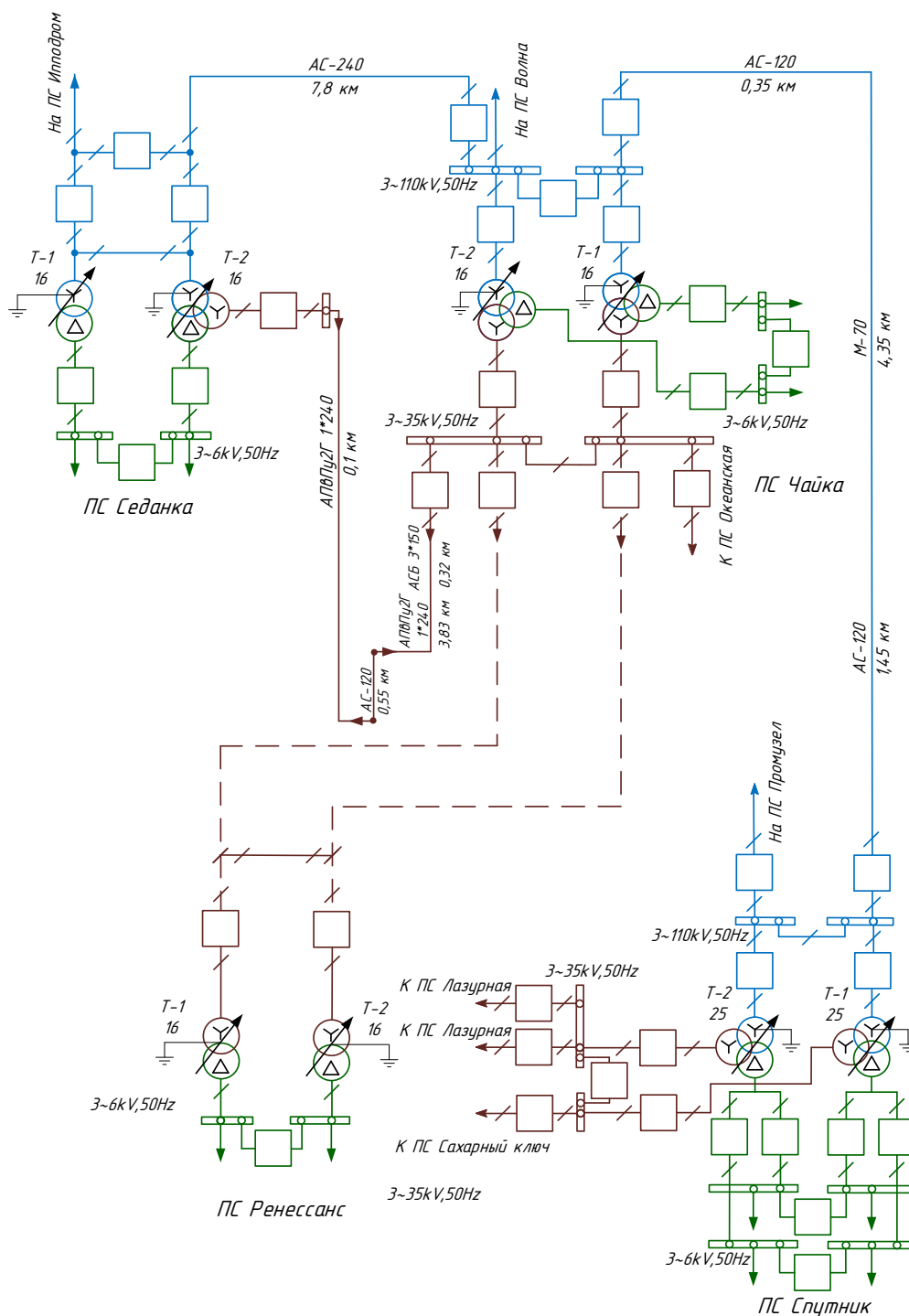


Рисунок 10 – Электрическая схема варианта №3

Описание схемы №3 – подстанция Ренессанс получает питание по двухцепной линии от подстанции Чайка. В данной схеме подстанция Ренессанс является тупиковой.

Данные по количеству выключателей и длине линии приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Длина линий и количество выключателей для схемы №2

Линия	Число цепей	Длина, км	Количество выкл.
1	2	3	4
ПС Ренессанс – ПС Чайка	2	4	5

Суммарная длина линий составляет $l = 4$ км.

Из 3 возможных вариантов нам необходимо выбрать 1 вариант конфигурации сети путем их сравнения по числу выключателей и по длине линий. Выбираются схемы с наименьшим числом выключателей и наименьшей длиной.

В итоге для дальнейшего анализа выбираем схемы №2 и №3

3.2 Расчет послеаварийных режимов

Для оценки объемов работ по реконструкции необходимо также произвести расчет послеаварийных режимов и отключить линии, которые больше всего загружены и выявить проблемные места эквивалента сети. Такими участками являются ВЛ 110 кВ Чайка – Волна и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

На рисунке 5 представлена графическая схема данного режима.

3.2.1 Вариант схемы №3

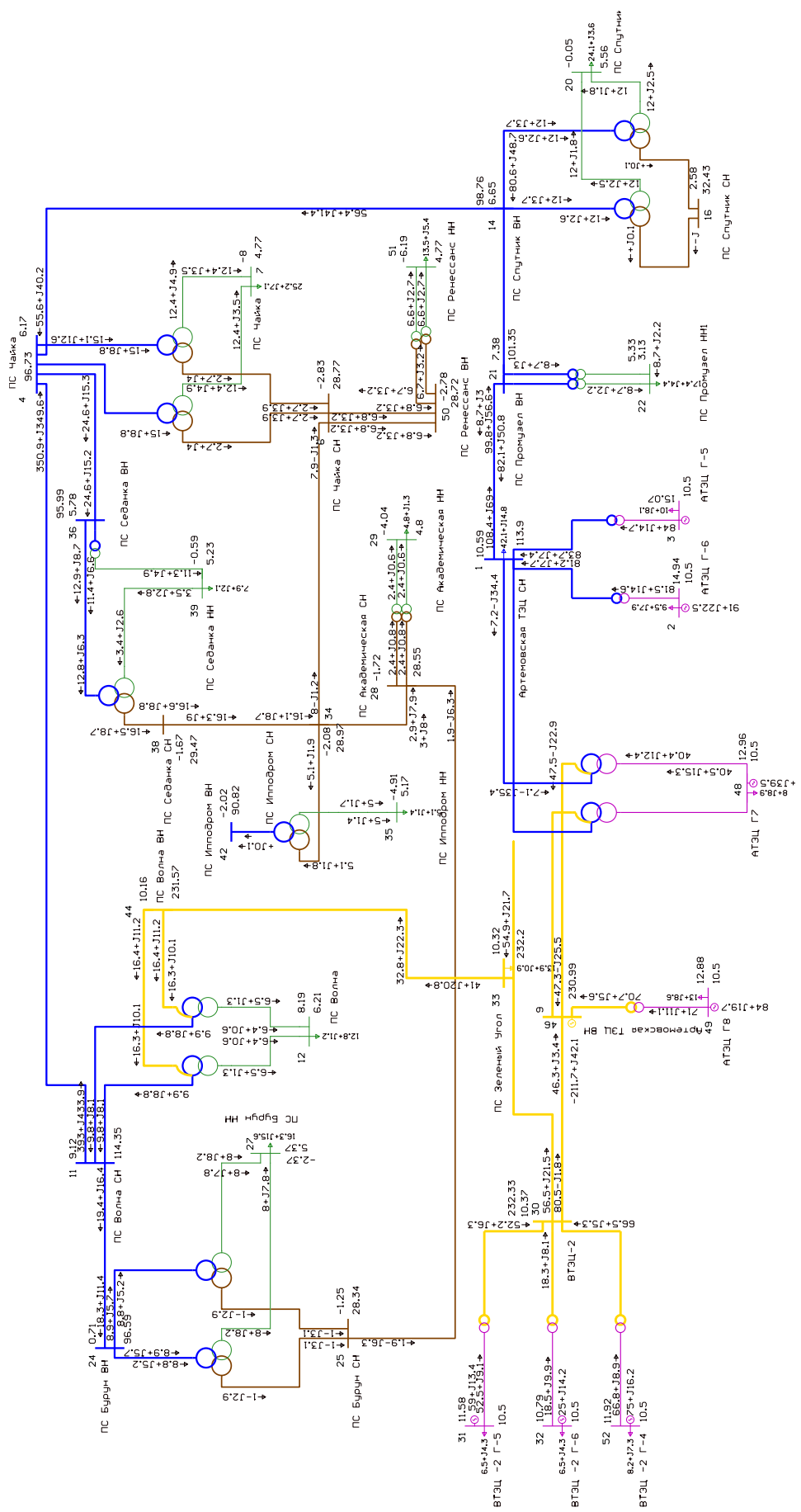


Рисунок 11 – Графическая схема варианта №3

По результатам анализа нормального режимов данной схемы подключения подстанции Ренессанс видно, что параметры режима входят в допустимые области.

1) Режим отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

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

Таблица 16 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

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 Чайка – Седанка	АС-240	185	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	245	300	450
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	104	330	426
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	257	375	484
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	318	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	173	275	355
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1x240	409	422	517
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	83	605	780
ВЛ Зеленый угол -Волна	АСК-300	426	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	135	710	870

Таблица 17 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	114,93	12,34
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	16,67
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	16,8
ПС Чайка 110 кВ	110	104,12	1,68
ПС Чайка 35 кВ	35	30,87	-6,91
ПС Чайка 6 кВ	6	5,14	-11,45
ПС Волна 110 кВ	110	107,65	2,88
ПС Волна 6 кВ	6	5,85	1,82
ПС Спутник 110 кВ	110	103,13	1,21
ПС Спутник 35 кВ	35	33,93	-2,54
ПС Спутник 6 кВ	6	5,82	-4,94
ПС Промузел 110 кВ	110	102,71	1,02
ПС Промузел 1 6 кВ	6	5,41	-3,12
ПС Бурун 110 кВ	110	98,93	-4,05
ПС Бурун 35 кВ	35	29,43	-5,45
ПС Бурун 6 кВ	6	5,58	-6,47
ПС Академическая 35 кВ	35	30	-5,82
ПС Академическая 6 кВ	6	5,05	-7,93
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	230,1	8,2
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	9,4
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	8,6
ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10	10,5	9,74

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	229,59	8,07
ПС Ипподром 35 кВ	35	30,83	-6,25
ПС Ипподром 6 кВ	6	5,52	-8,75
ПС Седанка 110 кВ	110	103,29	1,32
ПС Седанка 35 кВ	35	31,41	-5,88
ПС Седанка 6 кВ	6	5,6	-4,69
ПС Ипподром 110 кВ	110	96,67	-6,19
ПС Волна ВН 220 кВ	220	226,93	7,44
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	14,7
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,88
ПС Ренессанс 35 кВ	35	30,82	-6,87
ПС Ренессанс 6 кВ	6	5,14	-9,85

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел отклонения напряжения в узлах сети, а также токовые нагрузки ЛЭП находятся в допустимых пределах, это говорит о том, что реконструкция сети при подключении ПС Ренессанс двухцепной линией от ПС Чайка не требуется.

Графическая схема режима приведена на рисунке 12

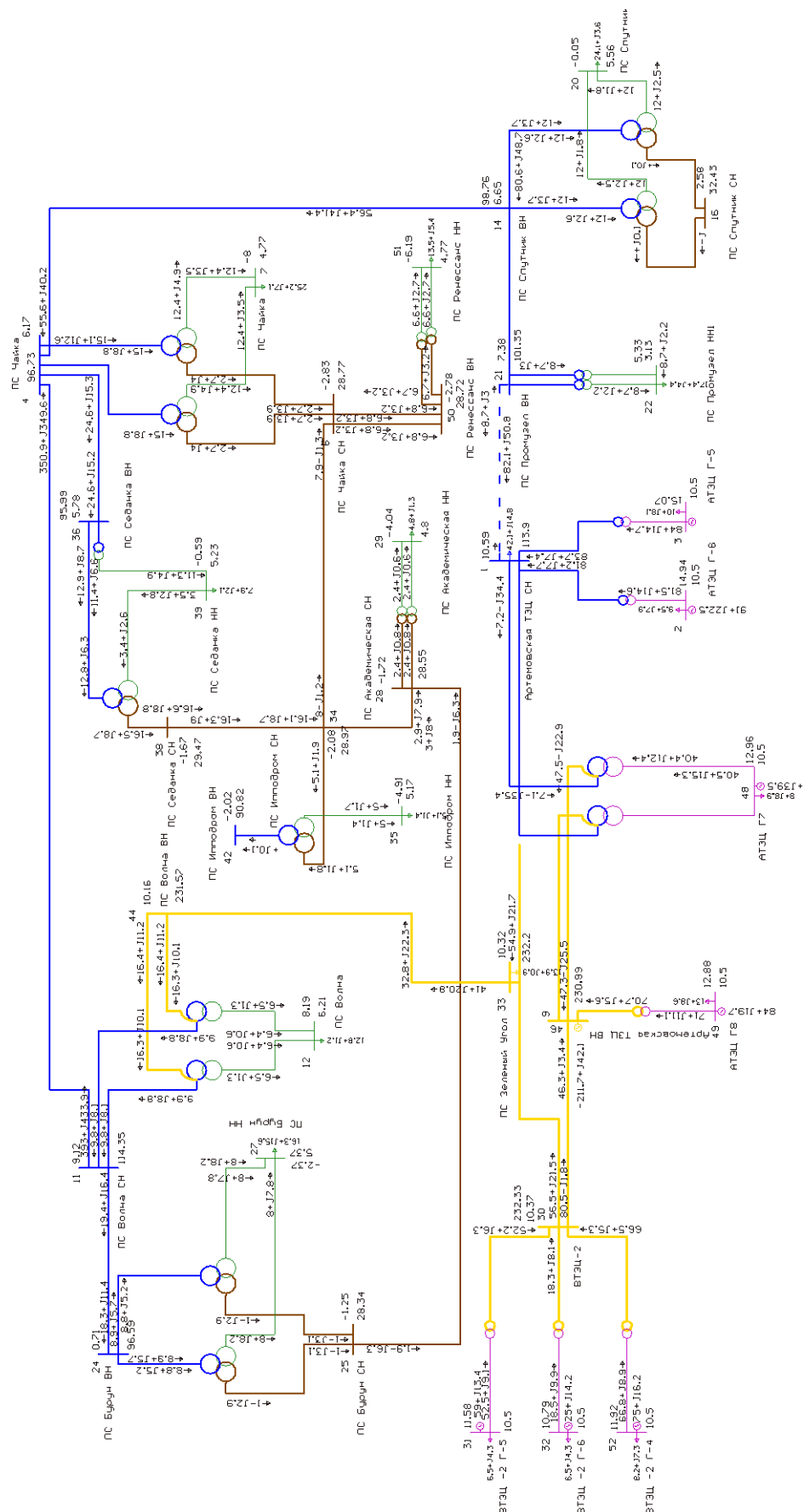


Рисунок 12 – Графическая послеаварийного режима схемы варианта №3 с отключением ВЛ АТЭЦ – Промузел

2) Режим отключения ВЛ 110 кВ Чайка – Волна

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

Таблица 18 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка-Волна

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 Чайка – Спутник	АС-120, М-70	410	300	450
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	551	330	426
ВЛ АТЭЦ - Промузел	АС-120, М-70	653	337	435
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	133	375	484
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	170	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	161	275	355
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1x240	174	422	517
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	129	605	780
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	114	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	200	710	870

Таблица 19 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка-Волна

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	113,9	10,59
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	14,94
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	15,07
ПС Чайка 110 кВ	110	96,73	6,17
ПС Чайка 35 кВ	35	28,77	-2,83
ПС Чайка 6 кВ	6	4,77	-8
ПС Волна 110 кВ	110	114,35	9,12
ПС Волна 6 кВ	6	6,21	8,19
ПС Спутник 110 кВ	110	98,76	6,65
ПС Спутник 35 кВ	35	32,43	2,58
ПС Спутник 6 кВ	6	5,56	-0,059
ПС Промузел 110 кВ	110	101,35	7,38
ПС Промузел 6 кВ	6	5,33	3,13
ПС Бурун 110 кВ	110	96,59	0,71
ПС Бурун 35 кВ	35	28,34	-1,25
ПС Бурун 6 кВ	6	5,37	-2,37
ПС Академическая 35 кВ	35	28,55	-1,72
ПС Академическая 6 кВ	6	4,8	-4,04
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	232,33	10,37
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	11,58
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	10,79

1	2	3	4
ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10	10,5	11,92
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	232,2	10,32
ПС Ипподром 35 кВ	35	28,97	-2,08
ПС Ипподром 6 кВ	6	5,17	-4,91
ПС Седанка 110 кВ	110	95,99	5,78
ПС Седанка 35 кВ	35	29,47	-1,67
ПС Седанка 6 кВ	6	5,23	-0,59
ПС Ипподром 110 кВ	110	90,82	-2,02
ПС Волна ВН 220 кВ	220	231,57	10,16
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	12,96
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,88
ПС Ренессанс 35 кВ	35	28,72	-2,77
ПС Ренессанс 6 кВ	6	4,77	-6,19

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка-Волна отклонения напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах, но токовая нагрузка ВЛ АТЭЦ – Промузел превышает допустимый предел, это говорит о том, что при подключении ПС Ренессанс двухцепной линией от ПС Чайка требуется реконструкция ВЛ АТЭЦ – Промузел.

Графическая схема режима приведена на рисунке 13

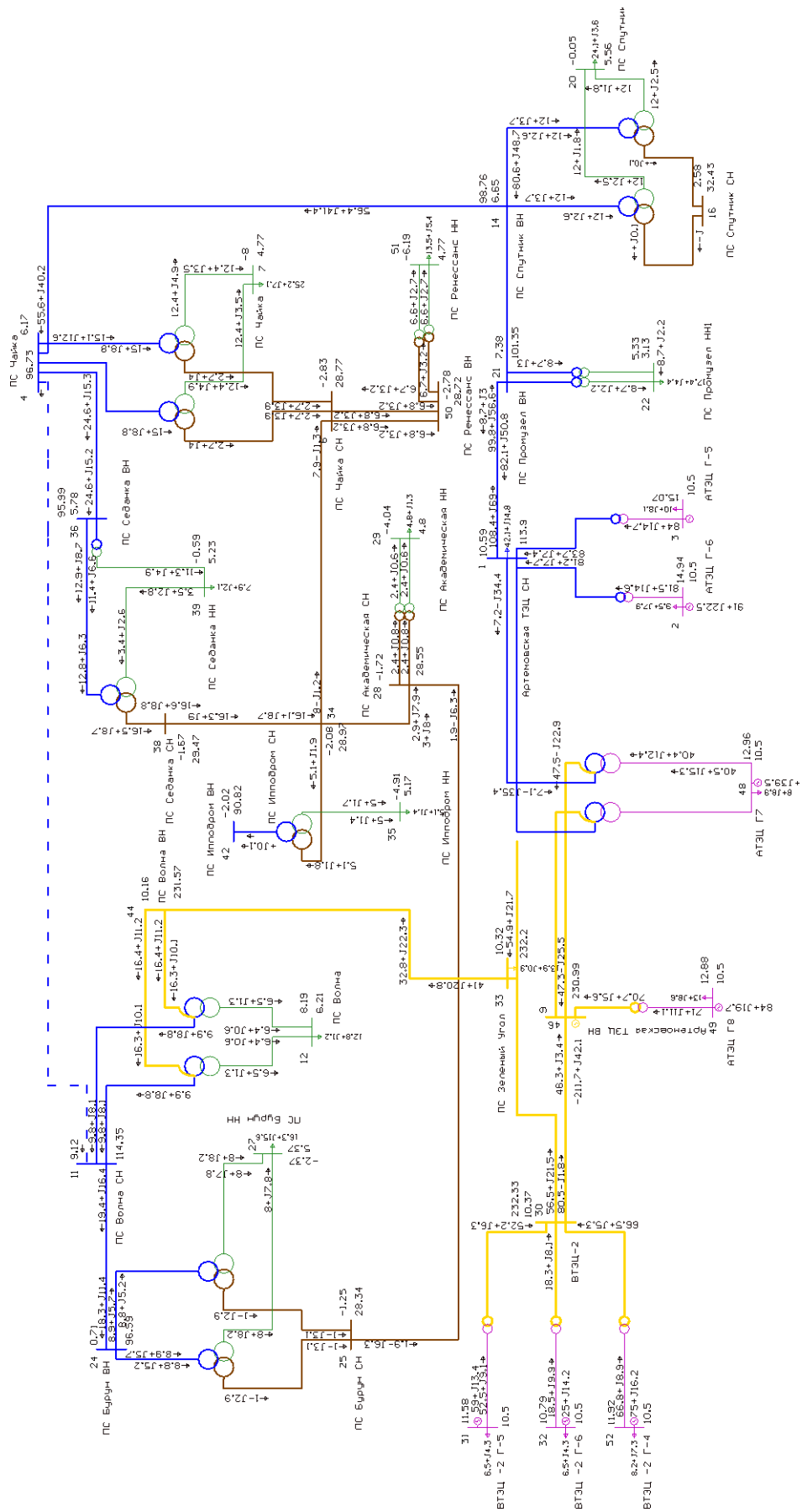


Рисунок 13 – Графическая послеаварийного режима схемы варианта №3 с отключением ВЛ Чайка – Волна

3.2.2 Вариант схемы №2

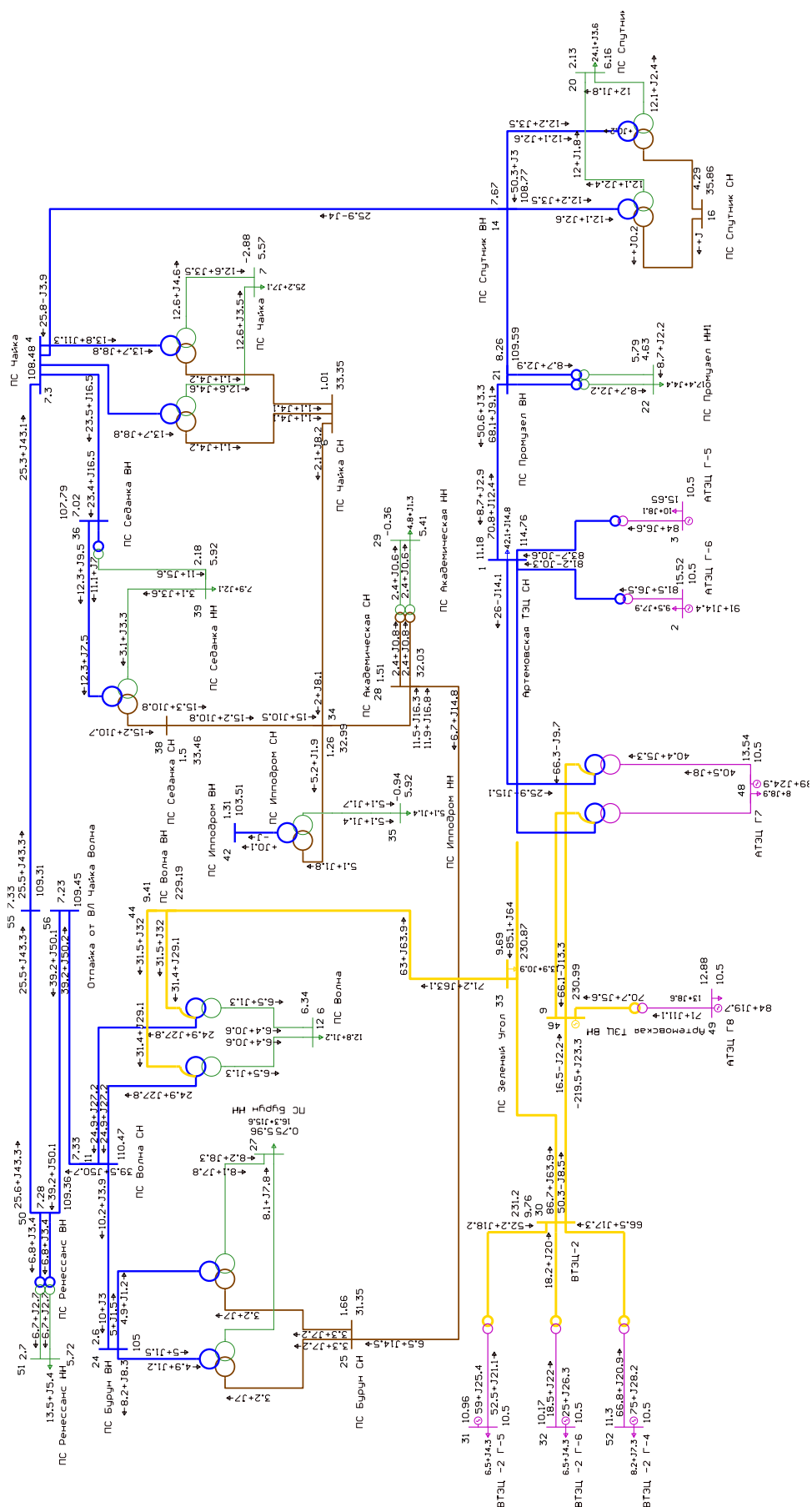


Рисунок 14 – Графическая схема варианта №2

1) Режим отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

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

Таблица 20 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

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 Чайка – Седанка	АС-240	208	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	244	300	368
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	103	330	426
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	276	375	484
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	343	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	138	275	355
ВЛ Чайка – Волна до отпайки на ПС Ренессанс	АС – 240	580	605	780
ВЛ Волна - Чайка до отпайки на ПС Ренессанс	АС – 240, М – 70, АС – 300, АС – 120	663	337	484
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1x240	154	422	422
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	68	605	780
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	417	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	135	710	870

Таблица 21 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	114,93	12,34
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	16,67
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	16,8
ПС Чайка 110 кВ	110	104,54	1,87
ПС Чайка 35 кВ	35	31,99	-4,71
ПС Чайка 6 кВ	6	5,33	-8,92
ПС Волна 110 кВ	110	108,2	2,89
ПС Волна 6 кВ	6	5,88	1,85
ПС Спутник 110 кВ	110	103,55	1,4
ПС Спутник 35 кВ	35	34,07	-2,32
ПС Спутник 6 кВ	6	5,85	-4,71
ПС Промузел 110 кВ	110	103,13	1,21
ПС Промузел 6 кВ	6	5,43	-2,9
ПС Бурун 110 кВ	110	101,1	-2,74
ПС Бурун 35 кВ	35	30,12	-3,88
ПС Бурун 6 кВ	6	5,72	-4,86
ПС Академическая 35 кВ	35	30,76	-4,11
ПС Академическая 6 кВ	6	5,19	-6,12
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	230,25	8,19
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	9,4
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	8,6
ВТЭЦ -2 Г-4	10	10,5	9,7
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	229,76	8,06

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
ПС Ипподром 35 кВ	35	31,67	-4,41
ПС Ипподром 6 кВ	6	5,67	-6,79
ПС Седанка 110 кВ	110	103,85	1,57
ПС Седанка 35 кВ	35	32,13	-4,17
ПС Седанка 6 кВ	6	5,69	-3,51
ПС Ипподром 110 кВ	110	99,33	-4,35
ПС Волна ВН 220 кВ	220	80,66	-20,11
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	14,7
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,87
ПС Ренессанс 110 кВ	110	106,25	2,35
ПС Ренессанс 6 кВ	6	5,54	-2,51
Отпайка от ВЛ Чайка-Волна к ПС Ренессанс 110кВ	110	106,04	2,42
Отпайка от ВЛ Чайка-Волна к ПС Ренессанс 110кВ	110	106,49	2,28

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел отклонения напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах, но токовая нагрузка ВЛ Чайка – Волна превышает допустимый предел, это говорит о том, что при подключении ПС Ренессанс отпайкой от ВЛ Чайка – Волна требуется реконструкция ВЛ Чайка – Волна.

Графическая схема режима приведена на рисунке 15

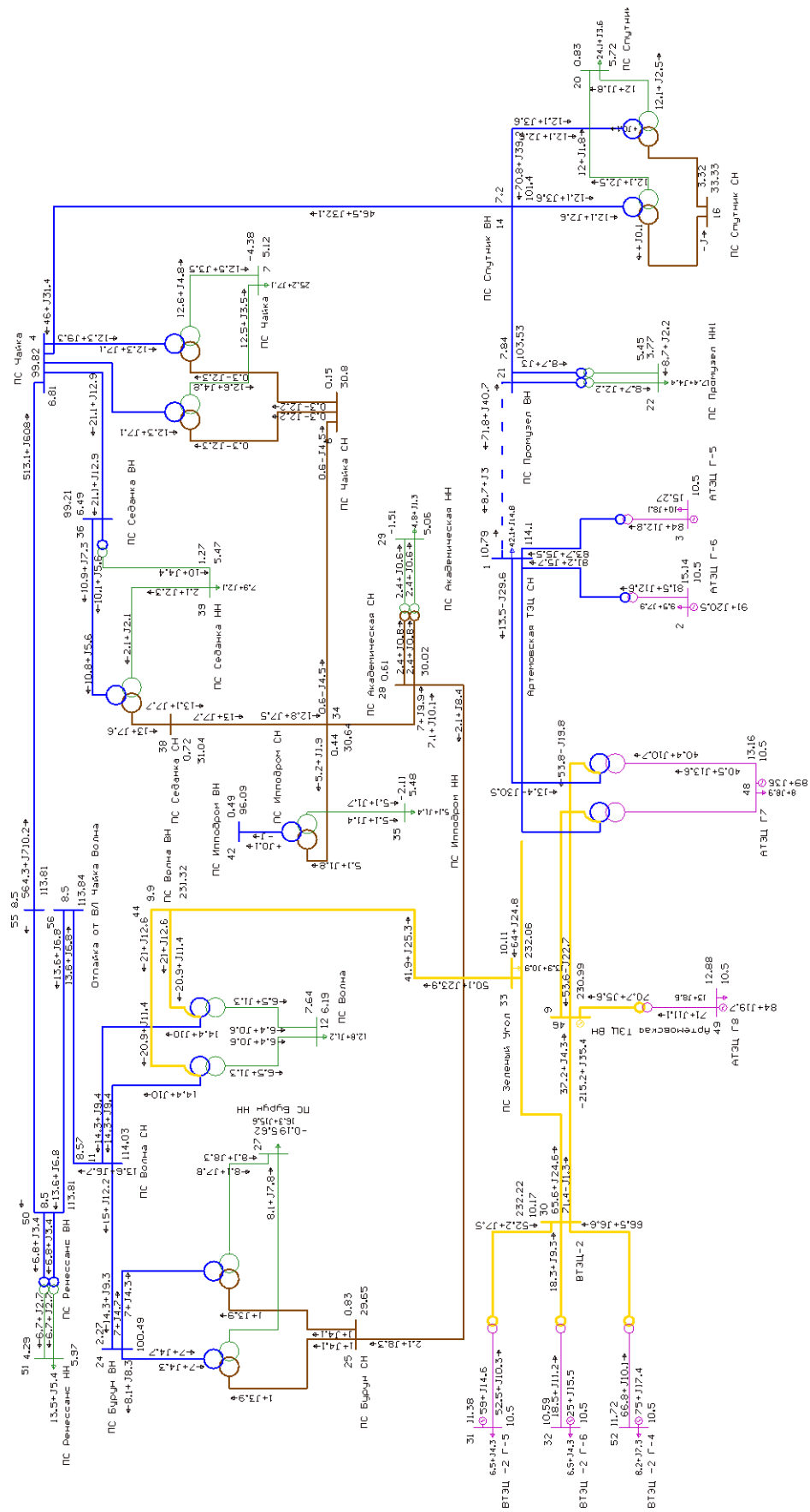


Рисунок 15 – Графическая послеаварийного режима схемы варианта №2 с отключением ВЛ АТЭС – Промузел

2) Режим отключения ВЛ 110 кВ Чайка – Волна с отпайкой на ПС Ренессанс

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

Таблица 22 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка-Волна с отпайкой на ПС 110 кВ Ренессанс

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 Чайка – Седанка	АС-240	208	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	322	300	368
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	461	330	426
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	166	375	484
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	233	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	85	275	355
ВЛ АТЭЦ – Промузел	АС-120, М-70	562	337	435
ВЛ Волна - Чайка до отпайки на ПС Ренессанс	АС – 240, М – 70, АС – 300, АС – 120	77	337	484
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1x240	144	422	422
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	98	605	780

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	138	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	177	710	870

Таблица 23 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка-Волна до отпайки на ПС Ренессанс

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	114,1	10,79
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	15,14
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	15,27
ПС Чайка 110 кВ	110	99,82	6,81
ПС Чайка 35 кВ	35	30,8	0,14
ПС Чайка 6 кВ	6	5,12	-4,38
ПС Волна 110 кВ	110	114,03	8,57
ПС Волна 6 кВ	6	6,19	7,64
ПС Спутник 110 кВ	110	101,4	7,2
ПС Спутник 35 кВ	35	33,33	3,32
ПС Спутник 6 кВ	6	5,72	0,83
ПС Промузел 110 кВ	110	103,53	7,84
ПС Промузел 6 кВ	6	5,45	3,77
ПС Бурун 110 кВ	110	100,49	2,27
ПС Бурун 35 кВ	35	29,65	0,83
ПС Бурун 6 кВ	6	5,62	-0,19
ПС Академическая 35 кВ	35	30,02	0,61

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
ПС Академическая 6 кВ	6	5,06	-1,51
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	232,22	10,17
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	11,38
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	10,59
ВТЭЦ -2 Г-4	10	10,5	11,72
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	232,06	10,11
ПС Ипподром 35 кВ	35	30,64	0,44
ПС Ипподром 6 кВ	6	5,48	-2,11
ПС Седанка 110 кВ	110	99,21	6,49
ПС Седанка 35 кВ	35	229,58	5,05
ПС Седанка 6 кВ	6	10,5	13,4
ПС Ипподром 110 кВ	110	110,61	2,25
ПС Волна ВН 220 кВ	220	231,32	9,90
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	13,16
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,87
ПС Ренессанс 110 кВ	110	113,81	8,5
ПС Ренессанс 6 кВ	6	5,97	4,29
Отпайка от ВЛ Чайка-Волна к ПС Ренессанс - 1 110кВ	110	113,81	8,5
Отпайка от ВЛ Чайка-Волна к ПС Ренессанс – 2 110кВ	110	113,84	8,5

В послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел отклонения напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах, но токовая нагрузка ВЛ АТЭЦ – Промузел и ВЛ Спутник – Промузел превышает допустимые пределы, это говорит о том, что при

подключении ПС Ренессанс отпайкой от ВЛ Чайка – Волна требуется реконструкция ВЛ АТЭЦ – Промузел и ВЛ Спутник – Промузел.

Графическая схема режима приведена на рисунке 16

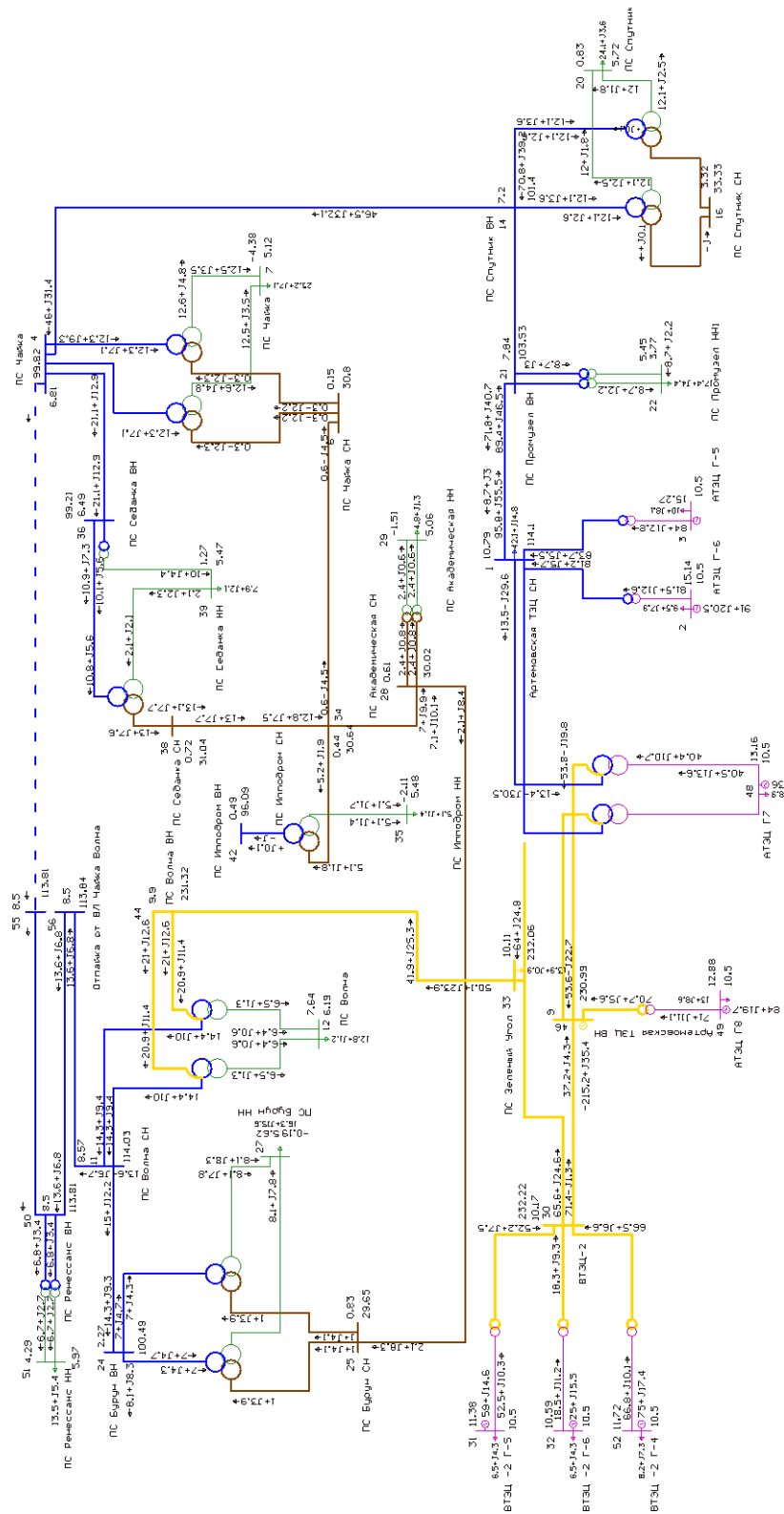


Рисунок 16 – Графическая второго аварийного режима схемы варианта №2 с отключением ВЛ 110 кВ Чайка – Волна с отпайкой на ПС Ренессанс

3.3 Техническая проработка конкурентоспособных вариантов

Техническая проработка конкурентных вариантов заключается в выборе типов схем распределительных устройств подстанции Ренессанс, поскольку на остальных подстанциях распределительное устройство остается таким же, как в п.1, а также в выборе силовых трансформаторов, в выборе ВЛ и кабельных линий детальное проектирование на стадии технического проработки в данном разделе не рассматривается, так как происходит подготовка данных для технико-экономического сравнения.

3.3.1 Выбор типов схем РУ подстанций

При выборе схем распределительного устройства подстанции необходимо учитывать количество линий, подходящих для подстанции, номинальный класс напряжения и требования к надежности электроснабжения потребителей. Также стоит учесть стоимость подстанции, чтобы она была как можно ниже. Для этого необходимо выбрать максимально упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством переключателей.

1) Вариант схемы №3

Данным требованиям выбора схем РУ подстанций будут отвечать следующие схемы РУ:

А) Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для проходных подстанций на напряжение 35-220 кВ.

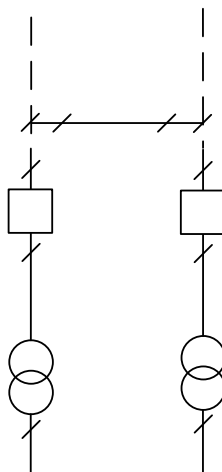


Рисунок 17 – Два блока линия – трансформатор (4Н)

Б) Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На напряжение 6 - 220 кВ.

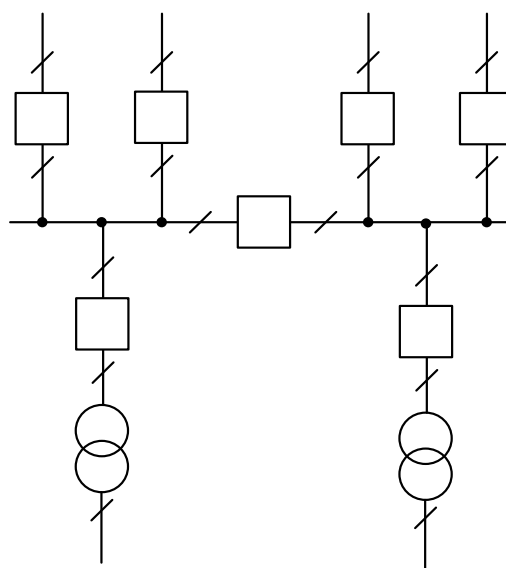


Рисунок 18 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (6)

2) Вариант схемы №2

В случае подключения ПС Ренессанс отпайкой от ВЛ Чайка-Волна изменяется класс напряжения ПС, соответственно, выбираем следующие схемы РУ:

А) Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии. Применяется для проходных подстанций на напряжение 35-220 кВ.

Основными достоинствами схемы мостика являются экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота. Конструкция распределительного устройства должна предусматривать возможность перехода от схемы мостика к другим схемам при расширении станции.

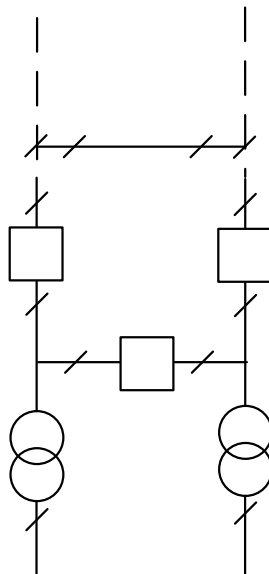


Рисунок 19 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов
(5АН)

Б) Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На напряжение 6 - 220 кВ.

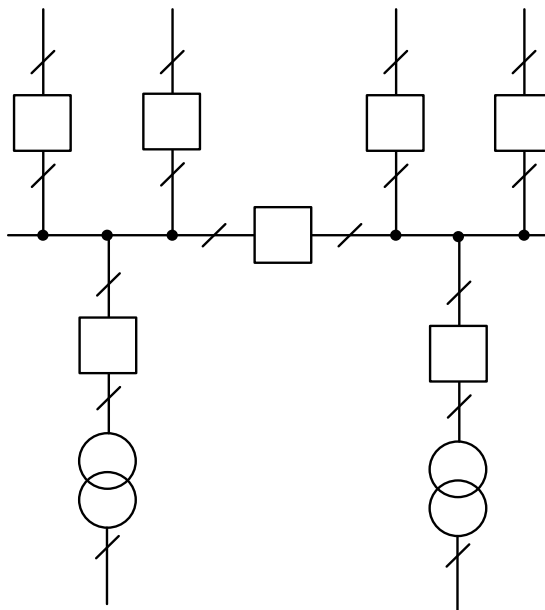


Рисунок 19 – Одна рабочая секционированная выключателем и
обходная система шин (6)

3.4 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 Ренессанс

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{эк}} ; \quad (25)$$

$$Q_{\text{эк}} = 13,5 \cdot 0,4 = 5,4 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{KVi} = Q_{\text{maxi}} - Q_{\text{эки}} ; \quad (26)$$

$$Q_{\text{maxi}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi$$

$$Q_{\text{maxi}} = 13.5 \cdot 0.4 = 5.4$$

$$Q_{KV} = 5.4 - 5.4 = 0 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент $\text{tg}(\varphi)$ принимается равным 0,4.

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

3.5 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. [16].

Согласно заявке на подключение ПС Ренессанс, максимальная мощность энергопринимающих районов заявителя составляет 13500 кВт

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

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3} \quad (27)$$

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.

$$S_p = \frac{\sqrt{(13,5)^2 + (13,5 \cdot 0,4)^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,4 \text{ МВА}$$

Для схемы №3 выбираем трансформатор ТДН-10000/35/6 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 16$ МВА, а для схемы №2 выбираем трансформатор ТДН-10000/110/6 с аналогичной номинальной мощностью

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

$$K_3^{нор} = \frac{S_p}{n \cdot S_{Тном}} \quad (28)$$

$$K_3^{нор} = \frac{10,4}{2 \cdot 10} = 0,52$$

$$K_3^{\Pi} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{Тном}} \quad (29)$$

$$K_3^{\Pi/AB} = \frac{10,4}{(2-1) \cdot 10} = 1,04$$

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 №3 оставляем трансформатор ТДН-10000/35/6 с номинальной мощностью $S_{Тном} = 16$ МВА, а для схемы №2 трансформатор ТДН-10000/110/6 с аналогичной номинальной мощностью

3.6 Выбор сечений проводников

Одним из важных параметров провода является размер его сечения. Чем больше сечение, тем больше затраты на строительство ЛЭП и амортизационные отчисления. Так как проектируемая линия находится в населенном пункте, выбираем кабельную линию, вместо воздушной.

Требуется выбрать провод для прокладки КЛ 35 кВ Чайка - Ренессанс.

Проверка пригодности выбранных сечений проводов будет производиться расчетом послеаварийного режима.

При выборе сечения токопроводов для проектируемой сети учитываются: пропускная способность сечения для обогрева в послеаварийных режимах, технико-экономические показатели. Для КЛ также учитываются механическая прочность и условия формирования коронки.

Находим максимальный ток, протекающий по линии КЛ 35 кВ Чайка – Ренессанс (вариант реконструкции №3) по формуле:

$$I_M = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\phi}} \quad (30)$$

где U – напряжение линии, кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей.

$$I_M = \frac{\sqrt{13,5^2 + 5,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0,12 \text{ кА}$$

Рабочий ток найдем по формуле:

$$I_p = I_M \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \quad (31)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий температуру среды, отличающуюся от расчетной, согласно ПУЭ, принимаем равным 1,14; [12]

k_2 – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий), согласно ПУЭ, принимаем равным 1; [12]

k_3 – коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее, согласно ПУЭ, принимаем равным 0,9; [12]

$$I_p = 0,12 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,12 \text{ кА}$$

Учитывая класс напряжения, температуру окружающей среды, удельное сопротивление почвы, а также количество цепей КЛ выбираем провод АПвП – 400/35 на КЛ 35 кВ Ренессанс – Чайка. Допустимая токовая нагрузка – 525 А при 25 °С.

По расчетам, выполненным в п. 3.2.1 ток в послеаварийном режиме в линии ПС Ренессанс – ПС Чайка достигал 131 А, следовательно, данный провод выдерживает предполагаемую нагрузку и подходит для монтажа.

Максимальный ток, текущий по КЛ 110 кВ Ренессанс – отпайка от ВЛ 110 кВ Чайка – Волна (вариант реконструкции №2), кА:

$$I_M = \frac{\sqrt{13,5^2 + 5,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,04$$

$$I_p = 0,04 \cdot 1,14 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,04$$

Для данного вариант реконструкции сети выбираем провод АПвП – 630/35 на КЛ 110 кВ Ренессанс – отпайка от ВЛ 110 кВ Чайка – Волна. Допустимая токовая нагрузка – 563 А при 25 °С.

По расчетам, выполненным в п. 3.2.1 ток в послеаварийном режиме в линии ПС Ренессанс – отпайка от ВЛ 110 кВ Чайка – Волна достигал 580 А, следовательно, данный провод выдерживает предполагаемую нагрузку и подходит для монтажа.

Монтаж и прокладка этих кабелей должны выполняться в соответствии с действующими «Правилами электромонтажа» (ПУЭ). Кабели предназначены для использования в воздушных линиях электропередачи, а также для прокладки в земле, в воздухе в кабельных сооружениях при условии защиты от механических повреждений и дополнительных мер противопожарной защиты. В нашем случае кабель будет проложен в траншее, т.к. КЛ находится в черте города. [12]

Монтаж кабелей и прокладка могут производиться без предварительного подогрева при температуре не ниже минус 15 °С. Минимальный радиус изгиба кабеля при прокладке и монтаже и на опорах должен быть не менее 12 D_н, где D_н - наружный диаметр скрученного кабеля.

Допустимый нагрев токопроводящих жил при нормальном режиме эксплуатации не должен превышать 90 °С, 250 °С - при коротком замыкании.

Значения допустимых токов нагрузки приведены с учетом следующих условий: при монтаже и прокладке на воздухе температура окружающей среды 25 °С, скорость ветра 0,6 м/с, радиация солнца 1000 Вт/м²; при прокладке в земле-температура грунта 15 °С, глубина прокладки 0,7 м, удельное термическое сопротивление почвы 1,0 °Схм/Вт.

Срок службы кабелей марки АПАП – 30 лет. [33]

3.7 Техничко-экономический расчет

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

3.7.1 Расчет капиталовложений

Полный список оборудования и линий, требующих реконструкции согласно техническим условиям:

1) На подстанции Ренессанс:

– Установка двух трансформаторов 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН;

– РУ 35 кВ выполняется по типовой схеме № 35 - 5Н «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»;

– РУ 6 кВ выполняется по типовой схеме № 6 - 1 «одна, секционированная выключателем, система шин».

2) На объектах существующей сети:

– Строительство двух КЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Ренессанс;

– Прокладка в траншеях одножильных кабелей с резиновой или ПВХ изоляцией, протяженностью КЛ 2 км каждая;

– Реконструкция ЛЭП 110 кВ АТЭЦ – Промузел с заменой провода М-70 (21,53 км) и АС-120 (3,24 км) на провод с сечением не менее АС-240мм².

При проведении расчетов мы полагаем, что существует необходимость замены ЛЭП, что учитывается в капитальных вложениях на демонтаж линий, а также требуется демонтаж заменяемых проводов. Расчет выполняется по следующей формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{ЗОН}, \quad (32)$$

где $K_{демЛЭП}$ – стоимость демонтажа ЛЭП;

$K_{демПС}$ – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5 [12].

Затраты на демонтаж ВЛ в данном случае рассчитывается по формуле:

$$K_{демЛЭП} = K_{демПр110} \cdot l_{ЛЭП}, \quad (33)$$

где $K_{демПр110}$ - стоимость демонтажа проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм², принимается равной 9,24 тыс. руб. за 1 км линии. [4]

$l_{ЛЭП}$ - длина линии, на которой производится демонтаж проводов.

Таким образом затраты на демонтаж ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел равны:

$$K_{демЛЭП} = 9,24 \cdot 24,77 = 228,9 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые капиталовложения на демонтаж:

$$K_{дем} = (228,9) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 1582,7 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (35)$$

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.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (36)$$

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.

1) Вариант схемы №3

$$K_{ПС} = (2632 + 20680 + 7,3) \cdot 1,04 \cdot 1,09 = 26434,8 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{ПС} = (3854 + 64860 + 6,3) \cdot 1,04 \cdot 1,09 = 77898,3 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$K_{ЛЭЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (37)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛ.

1) Вариант схемы №3

$$K_{ЛЭЛ} = 714 \cdot 2 + 1100 \cdot 24,77 = 28675 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №2

$$K_{ЛЭП} = 1089 \cdot 2,5 + 1100 \cdot 24,77 = 29969,5 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети:

1) Вариант схемы №3

$$K = 1582,7 + 26434,8 + 28675 = 56692,5 \text{ тыс. руб}$$

2) Вариант схемы №2

$$K = 1582,7 + 77898,3 + 29969,5 = 109450,5 \text{ тыс. руб}$$

3.7.2 Расчет потерь электроэнергии

Необходимо рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в данном случае это будут потери в трансформаторах (ΔW_{TP}) и потери в линиях электропередачи ($\Delta W_{ЛЭП}$). Расчет потерь производится в ПК RastrWin3

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{TP}, \quad (38)$$

1) Вариант схемы №3

Суммарные потери электрической энергии в элементах сети:

$$\Delta W = 130,92 \text{ МВт}$$

2) Вариант схемы №2

Суммарные потери электрической энергии в элементах сети:

$$\Delta W = 64,83 \text{ МВт}$$

3.7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками называется сумма денежных средств, реализуемая на обеспечение работоспособности объектов энергетики. Они включают в себя:

- ежегодные амортизационные отчисления (I_{AM});
- издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования ($I_{ЭР}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$). [10]

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (39)$$

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

1) Вариант схемы №3

$$I_{AM} = \frac{56692,5}{20} = 2934,6 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$I_{AM} = \frac{109450,5}{20} = 5472,5 \text{ тыс.руб.}$$

При этом амортизационные отчисления могут не учитываться, поскольку в условиях рыночных отношений в экономике источником финансирования капитальных вложений может быть любой доход: банковские кредиты, накопленная прибыль и т. д.

Для поддержания оборудования в рабочем состоянии необходимы расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию. Определяется через ставки отчислений и капитальных вложений:

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (40)$$

где $\alpha_{Н.ЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008; [10]

$\alpha_{Н.ПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,049. [10]

1) Вариант схемы №3

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 28675 + 0,049 \cdot 26434,8 = 1524,7 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 29969,6 + 0,049 \cdot 77898,3 = 4056,8 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (41)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 3 руб/ кВт·ч.

1) Вариант схемы №3

$$I_{\Delta W} = 71,27 \cdot 3 \cdot 10^3 = 213,8 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$I_{\Delta W} = 108,38 \cdot 3 \cdot 10^3 = 325,14 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭP} + I_{\Delta W} \quad (42)$$

1) Вариант схемы №3

$$I_{\Sigma} = 2934,6 + 1524,7 + 213,8 = 4673,1 \text{ тыс.руб.}$$

2) Вариант схемы №2

$$I_{\Sigma} = 5472,5 + 4056,8 + 325,14 = 9854,4 \text{ тыс.руб.}$$

3.3.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД

Приведенные дисконтированные затраты определяются по формуле:

[10]

$$Z = E_{H.д} \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (43)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

I_{Σ} – суммарные издержки.

1) Вариант схемы №3

$$Z = 0,1 \cdot 56692,5 + 4673,1 = 10,3 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

1) Вариант схемы №2

$$3 = 0,1 \cdot 109450,5 + 9854,4 = 20,8 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Техничко-экономические показатели для варианта сети

Показатель	Вариант №2	Вариант №3
1	2	3
Капиталовложения, тыс. руб.	$106,4 \cdot 10^3$	$56,7 \cdot 10^3$
Издержки (без учета амортизационных отчислений), тыс. руб.	$4,4 \cdot 10^3$	$1,7 \cdot 10^3$
Издержки, тыс. руб.	$9,8 \cdot 10^3$	$4,7 \cdot 10^3$
Приведенные затраты, тыс. руб.	$20,8 \cdot 10^3$	$10,3 \cdot 10^3$

Отсюда делаем вывод, что к исполнению принят вариант реконструкции №3, в котором происходит строительство двухцепной ЛЭП 35 кВ Чайка - Ренессанс и, соответственно, ПС Ренессанс, как наиболее целесообразный при дальнейшей реконструкции сети. Необходимо также произвести замену проводов ВЛ АТЭЦ – Промузел на сталеалюминиевый провод АС – 240/32.

На рисунке 20 графическая схема выбранного варианта реконструкции сети.

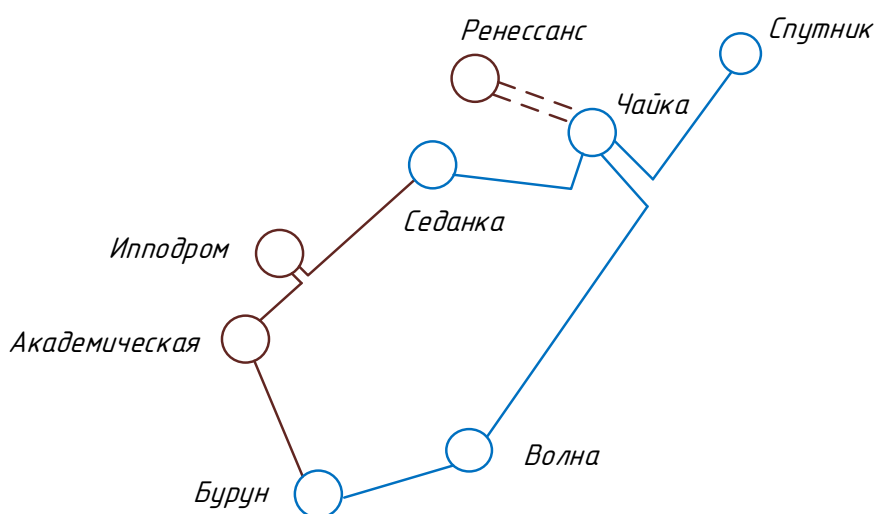


Рисунок 20 – Карта-схема выбранного варианта реконструкции сети

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 настоящее время расчет токов короткого замыкания в большинстве случаев выполняется с помощью электронно-вычислительной машины. 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 35/6 кВ Ренессанс.

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. Параметры для расчета токов КЗ обратной и нулевой последовательности можно рассчитать, используя встроенный в программу макрос на вкладке Расчеты – выполнить – ТКЗ – MakeNonSymm или пересчитать через соответствующие коэффициенты. [8]

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 расчете коротких замыканий существует ряд допущений, позволяющих упростить расчет и незначительно исказить результат.

- считать токи намагничивания силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий равными нулю;

- трехфазная система считается симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывается приблизительно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи постоянными и не зависящими от тока;

- предполагается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (нет колебаний генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности. [8]

На Артемовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ-2 установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры генераторов

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

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

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z,np} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (44)$$

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-120-2УЗ:

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

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z,об} = 1,22 \cdot X_{z,np} \quad (45)$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 48:

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

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-100-2УЗ по формуле 48:

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

Сопротивления 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. [8]

Таблица 26 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	Уном, кВ
1	2	3	4
У	1	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110
У	2	АТЭЦ Г-6 10 кВ	10
У	3	АТЭЦ Г-5 10 кВ	10
У	4	ПС Чайка 110 кВ	110
Зак	5	Нейтраль ПС Чайка	110
У	6	ПС Чайка 35 кВ	35
У	7	ПС Чайка 6 кВ	6
У	11	ПС Волна 110 кВ	110
У	12	ПС Волна 6 кВ	6

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
У	14	ПС Спутник 110 кВ	110
Зак	15	Нейтраль ПС Спутник	110
У	16	ПС Спутник 35 кВ	35
У	20	ПС Спутник 6 кВ	6
У	21	ПС Промузел 110 кВ	110
У	22	ПС Промузел 1 6 кВ	6
У	23	ПС Промузел 2 6 кВ	6
У	24	ПС Бурун 110 кВ	110
У	25	ПС Бурун 35 кВ	35
Зак	26	Нейтраль ПС Бурун	110
У	27	ПС Бурун 6 кВ	6
У	28	ПС Академическая 35 кВ	35
У	29	ПС Академическая 6 кВ	6
У	30	ВТЭЦ -2 220 кВ	220
У	31	ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10
У	32	ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10
У	33	ПС Зеленый Угол 220 кВ	220
У	34	ПС Ипподром 35 кВ	35
У	35	ПС Ипподром 6 кВ	6
У	36	ПС Седанка 110 кВ	110
Зак	37	Нейтраль ПС Седанка	110
У	38	ПС Седанка 35 кВ	35
У	39	ПС Седанка 6 кВ	6
Зак	41	Нейтраль ПС Ипподром	110
У	42	ПС Ипподром 110 кВ	110

1	2	3	4
У	44	ПС Волна 220 кВ	220
Зак	45	ПС Волна нейтраль	220
У	46	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220
Зак	47	Артемовская ТЭЦ нейтраль	220
У	48	АТЭЦ Г7 10 кВ	10
У	49	АТЭЦ Г8 10 кВ	10
У	50	ПС Ренессанс 35 кВ	35
У	51	ПС Ренессанс 6 кВ	6
У	52	ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10

Таблица 27 – Ветви/Несим/ИД

Название	R	X
1	2	3
Артемовская ТЭЦ СН - ПС Промузел ВН	6,76	10,28
ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН1	4,38	86,7
ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН2	4,38	86,7
ПС Промузел ВН - ПС Спутник ВН	1,62	2,56
ПС Спутник ВН - Нейтраль ПС Спутник	1,5	56,9
ПС Спутник ВН - ПС Спутник СН	1,5	0
Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник	1,5	35,7
ПС Спутник ВН - ПС Чайка	1,63	2,63
ПС Чайка - Нейтраль ПС Чайка	2,6	88,9
Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка СН	2,6	0
Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка	2,6	52
Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-6	0,37	12,3
Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-5	0,37	12,3

Продолжение таблицы 27

1	2	3
ПС Чайка - ПС Седанка ВН	0,936	3,16
ПС Седанка ВН - Нейтраль ПС Седанка	2,6	88,9
Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка СН	2,6	0
Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка НН	2,6	52
ПС Седанка ВН - ПС Седанка НН	4,38	86,7
ПС Седанка СН - ПС Ипподром СН	0,54	0,68
ПС Чайка СН - ПС Ипподром СН	0,9087	1,2145
Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром СН	5	0
Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром ВН	5	142,2
Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром НН	5	82,7
ПС Ипподром СН - ПС Академическая СН	1,0775	1,13
ПС Академическая СН - ПС Академическая НН	1,4	14,16
ПС Академическая СН - ПС Бурун СН	0,7	1,16
Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун СН	0,8	0
Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун ВН	0,8	35,5
Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун НН	0,8	22,3
ПС Чайка - ПС Волна СН	1,606	3,2205
ПС Бурун ВН - ПС Волна СН	23,52	102,96
ПС Волна нейтраль - ПС Волна СН	0,48	0
ПС Волна нейтраль - ПС Волна ВН	0,55	59,2
ПС Волна нейтраль - ПС Волна	3,2	131
ПС Зеленый Угол - ПС Волна ВН	1,12	4,89
ВТЭЦ-2 - ПС Зеленый Угол	0,21	0,91
ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-5	0,87	22

1	2	3
ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-6	0,87	22
ВТЭЦ-2 - Артемовская ТЭЦ ВН	4,645	20,334
Артемовская ТЭЦ нейтраль - АТЭЦ Г7	0,6	54,2
Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ ВН	0,3	30,4
Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ СН	0,3	0
Артемовская ТЭЦ ВН - АТЭЦ Г8	1,4	51,5
ПС Ренессанс ВН - ПС Ренессанс НН	0,52	7,4
ПС Ренессанс ВН - ПС Ренессанс НН	0,52	7,4
ПС Чайка СН - ПС Ренессанс ВН	0,24	0
ПС Чайка СН - ПС Ренессанс ВН	0,24	0
ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-4	0,87	22

Таблица 28 – Генератор/Несим/ИД

N	Название	N узла	X	x2	E
1	2	3	4	5	6
1	АТЭЦ Г-5	2	0,179	0,218	10,5
2	АТЭЦ Г-6	3	0,179	0,218	10,5
3	АТЭЦ Г-7	48	0,179	0,218	10,5
4	АТЭЦ Г-8	49	0,179	0,218	10,5
5	ВТЭЦ Г-4	31	0,169	0,206	10,5
6	ВТЭЦ Г-5	32	0,169	0,206	10,5
7	ВТЭЦ Г-6	52	0,169	0,206	10,5

Ударный ток КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (46)$$

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

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

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}, \quad (47)$$

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

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

где T_a – постоянная времени.

Результаты расчета приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Значения токов трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ПС Чайка

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{ПО}}^{(2)}$, кА	T_a	$i_{y\partial}$, кА
1	2	3	4	5
ВН ПС Ренессанс	4,07	2,03	0,03	13,79
НН ПС Ренессанс	14,1	7,02	0,02	52,82

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

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 35 кВ Ренессанс

Рассмотрим выбор РУ ВН и РУ НН. Выбранная схема ОРУ №5Н - Мостик с выключателями в цепях линий. К данной ПС подходит две линии на 35 кВ. При аварии на одной из линий на выбранной схеме ОРУ автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются работающими. В случае аварии на одном из трансформаторов отключение выключателя приводит к отключению трансформатора и питающей линии. Схема обладает высокой надежностью.

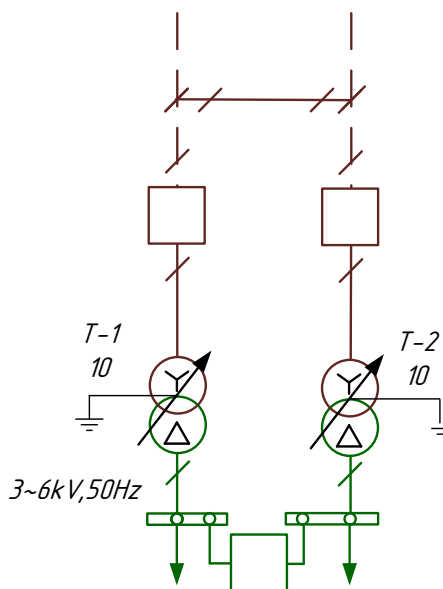


Рисунок 23 – Схема ОРУ 35 кВ ПС Ренессанс

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:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (48)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (49)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (50)$$

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:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (51)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (53)$$

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

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

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

- проверка возможности отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{аном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (54)$$

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

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

Значения данных величин находятся по следующим формулам:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \frac{\beta}{100}; \quad (55)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (56)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

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

$$\tau = t_{\text{сз.мин}} + t_{\text{св}}; \quad (57)$$

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

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПТ}^{(3)} + i_{ат}; \quad (58)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПТ}^{(3)}; \quad (59)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (60)$$

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:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{пер}, \quad (61)$$

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:

$$B_K = I_{ПТ}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (62)$$

где $t_{откл}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока короткого замыкания) равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл}, \quad (63)$$

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

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

Максимально возможный ток на стороне 35 кВ равен:

$$I_{\max BH\Sigma} = I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (64)$$

Максимально возможный ток на стороне 35 кВ равен:

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{13,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 222,7 \text{ A};$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 35 кВ, а также на выходе трансформаторов 35 кВ.

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

$$B_K = 4,07^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 34,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$B_{K.ном} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном};$$

$11,06 \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, следовательно, условие выполняется;

На шинах напряжением 35 кВ выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-УЭТМ-35-50/3150у1 (выключатель элегазовый колонковый). Их основной задачей является коммутация электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35, 110 и 220 кВ.

Выключатели состоят из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом. Рамы выключателей и полюсов выключателей представляют собой сварную конструкцию, на которой установлены привод, отключающее устройство, колонны и электроконтактные сигнализаторы давления.

Полюс выключателя представляет собой колонну, заполненную элегазом (газовой смесью) и состоящую из опорного изолятора, дугогасительного устройства с токовыми выводами, механизма управления с изоляционной тягой. [16]

Расшифровка марки выбранного выключателя:

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - колонковый;

35 - напряжение номинальное, кВ;

50 - номинальный ток отключения, кА;

3150 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

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

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ-УЭТМ-35- 50/3150у1

Каталожные данные	Расчетные данные для	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150$ А	$I_{max(ввод)} = 187,57$ А $I_{max(вывод)} = 187,57$ А $I_{max(СТ)} = 157,5$ А $I_{max(ТН)} = 187,57$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 50$ кА	$I_{ПО} = 4.02$ кА	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 50$ кА	$I_{ПО} = 4.02$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$,
$i_{дин} = 40$ кА	$i_{уд} = 13,79$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 4,07^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 34,62 \text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам.

Для РУ 6 кВ к установке принимаем вакуумные выключатели ВРС-6-40/1250 У2. Конструктивно аппараты ВРС-6 состоят из следующих основных частей: блок-контактов положения выключателя, указателя, блока коммутаций, тумблера разрядки конденсатора, платы управления, электромагнита, конденсатора, механизма ручного отключения, счетчика, трех полюсов, трех опорных изоляторов, механизма блокировки, вала, рамы и клеммного ряда. В фасадном листе выключателя имеется окно счетчика, окна указателя положения выключателя и окно для рычага ручного отключения. Каждый полюс выключателя состоит из тяги изоляционной с механизмом поджатия, токосъема в виде гибкой связи или скользящего контакта, нижнего и верхнего контактов, вакуумной дугогасительной камеры и изоляционного корпуса. Вакуумные камеры залиты эпоксидным компаундом, что надежно защищает от механических и электрических повреждений. На полюсах выключателей на номинальные токи 2500 и 3150А установлен радиатор охлаждения.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВРС-6-40/1250 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max(Ввод)} = 187,57 \text{ А}$ $I_{max(Вывод)} = 187,57 \text{ А}$ $I_{max(СТ)} = 157,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{ПО}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{ПО}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 52,82 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 29,47 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выключатель проходит по всем требуемым параметрам.

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения и включения электрической сети без нагрузки либо с незначительной нагрузкой: намагничивающий ток силового трансформатора, остаточный ток кабельных и воздушных линий электропередач, а также ток нагрузки не более 15 ампер (в зависимости от типа коммутационного аппарата). Кроме того, разъединители предназначены для создания видимого разрыва цепи при отключении питания линии. Это необходимо, прежде всего, для безопасности при выполнении ремонтных работ. В данном случае аппарат создает видимый разрыв в цепи между оборудованием, которое выведено в ремонт и оборудованием, которое находится под рабочим напряжением.

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

Для РУ 35 кВ принимаем разъединитель марки РГПЗ-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1 разъединитель линейный наружной установки двухколонковый.

Предназначен для использования в высоковольтных сетях и на открытых подстанциях переменного тока частотой 50 Гц. Преимущество разъединителя РГП заключается в конструкции основных ножей, которые выполнены из бронзового сплава и имеют особую конфигурацию. Контакты обеспечивают ровный контакт и, следовательно, хороший электрический контакт в течение всего срока службы разъединителя. Одна из колонн аппарата сделана неподвижной, что позволило уменьшить количество кинематических связей и повысить надежность аппарата.

Выполним проверку разъединителя, результат расчета занесен в таблицу – 32.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя РЛНД-35/630 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max(Ввод)} = 187,57 \text{ А}$ $I_{max(СТ)} = 157,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,79 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 25,8 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный разъединитель проходит по всем требуемым параметрам.

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое предназначено 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.

Трансформаторы тока устанавливаются во всех цепях, где есть переключатели, и обязательно должны быть установлены в цепи генератора, даже без переключателя генератора. Количество комплектов трансформаторов тока в цепи генератора зависит от мощности генератора.

Трансформаторы тока выбираются по первичному и вторичному токам, номинальному напряжению, по типу установки, конструкции, классу точности и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость к короткому замыканию.

Для установки выбираем трансформатор тока на стороне РУ 35 кВ ТВТ-35-3-600/5-1. Приборы, подключаемые к ТВТ-35-3-600/5-1, приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Приборы, подключаемые к ТВТ-35-3-600/5-1.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	7КТ1 1	5		
Ваттметр	7КТ1 30	5		
Варметр	7КТ1 30	5		
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	-	0,8
Счетчик АЭ и РЭ	7КТ1 16	0,8	0,8	-
ИТОГО		18,2		

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (65)$$

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}. \quad (66)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (67)$$

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

$r_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (68)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{18,2}{5^2} = 0,728 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,05 \text{ Ом}.$$

Таким образом сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 2 - 0,728 - 0,05 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (69)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения, принимаем равной 48 м. для 35 кВ;

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

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 48}{1,2} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый АКРНГ кабель с сечением 6 мм².

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,728 + 0,28 + 0,05 = 1,06 \text{ Ом}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТВТ-35-3-600/5-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 289,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 4,62 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 1,06 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 7,349 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 25,45 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Трансформатор тока подходит по условиям выбора и проверки.

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 [20].

Рассчитаем нагрузку от приборов, которые присоединены к трансформаторам напряжения, установленные на шинах РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТН на ВН для одной фазы

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	2	7,5	15
Частотомер	СС3021	2	5	10
Ваттметр	СР3021	5	5	25
Варметр	СВ3021	5	5	25
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	5	1	5
Итого				90

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется;}$$

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

$$S_{приб} \leq S_{ном}; \tag{70}$$

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

$$S_{\text{ПРИБ}} = 79 \text{ ВА};$$

$79 \leq 400 \text{ ВА}$, следовательно, условие выполняется.

В РУ 35 кВ устанавливаем НАМИ-35 УХЛ1. Масляный трехфазный антирезонансный электромагнитный трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ с неэффективно заземленной нейтралью. Назначение: передача сигналов измерительной информации на измерительные приборы, устройства автоматики, защиты, сигнализации и управления. Трансформатор имеет первичную обмотку и три вторичные обмотки: вторичная основная обмотка №1 предназначена для коммерческого учета электроэнергии и имеет отдельную герметичную коробку, вторичная основная обмотка №2 предназначена для цепей измерения и защиты, а вторичная дополнительная обмотка. предназначен для контроля изоляции сети. Герметичный корпус трансформатора снабжен клапаном давления, который компенсирует температурные изменения в объеме масла.

Сравнение параметров приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 360 \text{ ВА}$	$S_P = 90 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Данный трансформатор напряжения подходит по условиям выбора и проверки.

5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ напряжением 35 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводниками.

Гибкая ошиновка применяется для присоединения ячеек ввода 35 кВ и ЗРУ 6 кВ к силовому трансформатору.

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}. \quad (71)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 35 кВ выбираем – АС-120/19, так как $I_{\text{доп}} = 375 \text{ А}$ превышает $I_{\text{макс}} = 188 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (72)$$

-гибкие шины из провода АС: $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; [12].

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{34,62 \cdot 10^3}}{90} = 2,07 \text{ мм}^2;$$

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

Таблица 37 – Выбор жёстких шин 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{max}} = 188 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 505 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{ДИН}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 34,62 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Выбранный провод подходит по условиям.

В РУ 6 применяется жёсткая ошиновка, схематичное изображение показано на рисунке 8.

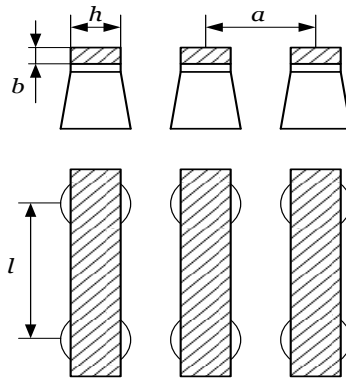


Рисунок 24 – Жесткая ошиновка РУ 6 кВ

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

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 188 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 215 \text{ A}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм³:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (73)$$

где B_K - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее, кА²с;

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{415,5 \cdot 10^3}}{90} = 226 \text{ мм}^2.$$

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

Шины механически прочны, если выполняется условие:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (74)$$

Сравним каталожные и расчетные данные для жестких шин на стороне 35 и 6 кВ. Данные расчетов приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{max} = 188 \text{ А}$	$I_{доп} = 2406 \text{ А}$	$I_{доп} \geq I_{max}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 52,82 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2977 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 415,5 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

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

5.7 Выбор и проверка ТСН

Установим на ВН 35 кВ ТСН марки ТМ-100/10-11 – трехфазный с естественной циркуляцией масла. Обладает высокой надежностью, степенью защиты одна из лучших, не требует дорогостоящего обслуживания. ТМ-100/10-11 предназначены для работы в электрических сетях напряжением 6 или 10 кВ в открытых электроустановках в условиях умеренного климата (исполнения У1 и УХЛ1 по ГОСТ 15150-69) и применяются для понижения высоких напряжений. напряжение электросети до заданного уровня потребления. Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 39.

Таблица 39 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 35 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 35 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:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (75)$$

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

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей НН.

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{13,4^2 + 5,4^2} = 11,56 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (76)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [12];

N_T – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{11,56}{0,7 \cdot 2} = 8,26 \text{ кВА}$$

Примем к установке данный трансформатор.

5.8 Выбор аккумуляторных батарей

На электростанциях и подстанциях необходимо установить постоянный ток с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, аварийного освещения, автоматики, а также для питания важнейших механизмов для собственных нужд, необходимых для обеспечения работоспособности. сохранение оборудования в рабочем состоянии (сальники валов, смазочные насосы).

Получающих питание от аккумуляторной батареи, потребители энергии, можно разделить на три группы:

- кратковременная нагрузка;
- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка.

Обычно, аккумуляторные батареи используют в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

При этом напряжение на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а в конце полного разряда допустимое напряжение в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Токи разряда по данным научного – исследовательского аккумуляторного института в данном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25А.

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

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}}, \quad (77)$$

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 :

$$N \geq 1,05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (78)$$

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

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, А/Н, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

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

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

Предварительно принимаем батарею СК – 3.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (79)$$

I_{Tmax} - максимальный толчковый ток.

$$I_{Tmax} = 92 \text{ A};$$

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

Окончательно принимаем СК – 3.

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

Расчеты режимов при реконструкции будем производить с помощью ПВК RastrWin 3 аналогично расчетам, выполненным в пункте 3.2. Все параметры узлов и ветвей за исключением реконструируемых участков также аналогичны приведенным в пункте 2.3.

В данном варианте реконструкции сети происходит замена проводов ВЛ АТЭЦ – Промузел на сталеалюминевый провод большего сечения, а именно на провод АС – 240/32

В таблице 38 приведены параметры ветвей необходимые для расчета.

Таблица 40 – Параметры узлов для варианта реконструкции

Тип	Но мер	Название	U_ ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	42,1	14,8	0	0	123,09	8,08
Ген	2	АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	9,5	7,9	91	-63,8	10,5	12,24
Ген	3	АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10	8,1	94	-63,5	10,5	12,36
Нагр	4	ПС Чайка 110 кВ	110	0	0	0	0	111,43	3,81
Нагр	6	ПС Чайка 35 кВ	35	0	0	0	0	34,08	-2,95
Нагр	7	ПС Чайка 6 кВ	6	25,2	7,1	0	0	5,7	-6,68
Нагр	11	ПС Волна 110 кВ	110	0	0	0	0	119,94	7,99
Нагр	12	ПС Волна 6 кВ	6	0	0	0	0	6,51	7,15
Нагр	14	ПС Спутник 110 кВ	110	0	0	0	0	113,22	4,17
Нагр	16	ПС Спутник 35 кВ	35	0	0	0	0	37,38	1,06
Нагр	20	ПС Спутник 6 кВ	6	24,1	3,6	0	0	6,42	-0,92
Нагр	21	ПС Промузел 110 кВ	110	0	0	0	0	115,49	4,73

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	22	ПС Промузел 6 кВ	6	17,4	4,4	0	0	6,12	1,47
Нагр	24	ПС Бурун 110 кВ	110	0	0	0	0	106,55	0,27
Нагр	25	ПС Бурун 35 кВ	35	0	0	0	0	33,42	-1,42
Нагр	27	ПС Бурун 6 кВ	6	16,3	15,6	0	0	5,63	-2,32
Нагр	28	ПС Академическая 35 кВ	35	0	0	0	0	33,71	-1,88
Нагр	29	ПС Академическая 6 кВ	6	4,8	1,3	0	0	5,7	-3,56
Нагр	30	ВТЭЦ-2 220 кВ	220	0	0	0	0	242,8	9,14
Ген	31	ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	6,5	4,3	59	- 97,5 8	10,5	10,4
Ген	32	ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	6,5	4,3	25	- 96,7 6	10,5	9,64
Нагр	33	ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	13,9	0,9	0	0	242,69	9,1
Нагр	34	ПС Ипподром 35 кВ	35	0	0	0	0	34,17	-2,31
Нагр	35	ПС Ипподром 6 кВ	6	5,1	1,4	0	0	6,14	-4,36
Нагр	36	ПС Седанка 110 кВ	110	0	0	0	0	110,78	3,51
Нагр	38	ПС Седанка 35 кВ	35	0	0	0	0	34,63	-2,03
Нагр	39	ПС Седанка 6 кВ	6	7,9	2,1	0	0	231,57	10,26
Нагр	42	ПС Ипподром 110 кВ	110	8	8,9	89	36,6 3	10,5	16,98
Нагр	44	ПС Волна 110 кВ	220	0	0	0	0	242,16	8,94
База	46	АТЭЦ 220 кВ	220	0	0	- 197, 65	1007 ,9	270,35	6,69
Ген	48	АТЭЦ Г7 10 кВ	10	8	8,9	89	- 117, 5	10,5	10,3
Ген	49	АТЭЦ Г8 10 кВ	10	13	8,6	84	19,6 6	10,5	10,23

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	50	ПС Ренессанс 35 кВ	35	0	0	0	0	34,02	-3,01
Нагр	51	ПС Ренессанс 6 кВ	6	13,5	5,4	0	0	5,64	-6,63
Ген	52	ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10	8,2	7,3	75	16,1 4	10,5	10,72

Таблица 41 – Параметры ветвей для варианта реконструкции

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	21	Артемовская ТЭЦ СН - ПС Промузел ВН	2,97	10,0 32	-69,60	0	- 66,8 6	-36,95
Тр-р	21	22	ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН1	4,38	86,7	8,5	0,054	-8,74	-2,83
Тр-р	21	22	ПС Промузел ВН - ПС Промузел НН1	4,38	86,7	8,5	0,054	-8,74	-2,83
ЛЭП	21	14	ПС Промузел ВН - ПС Спутник ВН	1,62	2,56	-16,31	0	-48,2	-28,44
Тр-р	14	15	ПС Спутник ВН - Нейтраль ПС Спутник	1,5	56,9	13,2	1	-12,1	-3,38
Тр-р	14	17	ПС Спутник ВН - Нейтраль ПС Спутник	1,5	56,9	13,2	1	-12,1	-3,38
Тр-р	15	16	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник СН	1,5	0	13,2	0,335	-0,03	-0,17
Тр-р	17	16	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник СН	1,5	0	13,2	0,335	-0,03	-0,17
Тр-р	15	20	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник	1,5	35,7	13,2	0,058	-12	-2,37
Тр-р	17	20	Нейтраль ПС Спутник - ПС Спутник	1,5	35,7	13,2	0,058	-12,1	-2,37
ЛЭП	14	4	ПС Спутник ВН - ПС Чайка	1,63	2,63	-16,27	0	-23,5	-21,32
Тр-р	4	5	ПС Чайка - Нейтраль ПС Чайка	2,6	88,9	12,1	1	-17,2	-13,61

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	4	8	ПС Чайка - Нейтраль ПС Чайка	2,6	88,9	12,1	1	-17,2	-13,61
Тр-р	5	6	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка СН	2,6	0	12,1	0,335	-4,44	-5,84
Тр-р	8	6	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка СН	2,6	0	12,1	0,335	-4,44	-5,84
Тр-р	5	7	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка	2,6	52	12,1	0,0573	-12,6	-4,5
Тр-р	8	7	Нейтраль ПС Чайка - ПС Чайка	2,6	52	12,1	0,0573	-12,7	-4,50
Тр-р	1	2	Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-6	0,37	12,3	46,92	0,091	81,0 3	-87,56
Тр-р	1	3	Артемовская ТЭЦ СН - АТЭЦ Г-5	0,37	12,3	46,92	0,091	83,5 2	-87,82
ЛЭП	4	36	ПС Чайка - ПС Седанка ВН	0,93 6	3,16	-21,9	0	-27,6	-17,56
Тр-р	36	37	ПС Седанка ВН - Нейтраль ПС Седанка	2,6	88,9	12,1	1	-14,8	-10,19
Тр-р	37	38	Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка СН	2,6	0	12,1	0,335	-19,4	-11,45
Тр-р	37	39	Нейтраль ПС Седанка - ПС Седанка НН	2,6	52	12,1	0,058	4,65	3,53
Тр-р	36	39	ПС Седанка ВН - ПС Седанка НН	4,38	86,7	8,42	0,058	-12,7	-7,41
ЛЭП	38	34	ПС Седанка СН - ПС Ипподром СН	0,54	0,68	0	0	-19,3	-11,31
ЛЭП	6	34	ПС Чайка СН - ПС Ипподром СН	0,90 87	1,21 45	0	0	4,77	-4,92
Тр-р	41	34	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром СН	5	0	8,32	0,318	5,14	1,79
Тр-р	41	42	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром ВН	5	142, 2	8,32	1	-0,01	-0,1
Тр-р	41	35	Нейтраль ПС Ипподром - ПС Ипподром НН	5	82,7	8,32	0,058	-5,12	-1,69

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	34	28	ПС Ипподром СН - ПС Академическая СН	1,07 75	1,13	0	0	-9,08	-14,03
Тр-р	28	29	ПС Академическая СН - ПС Академическая НН	1,4	14,1 6	46,3	0,171	-2,41	-0,77
Тр-р	28	29	ПС Академическая СН - ПС Академическая НН	1,4	14,1 6	46,3	0,171	-2,41	-0,77
ЛЭП	28	25	ПС Академическая СН - ПС Бурун СН	0,7	1,16	0	0	-4,01	-12,22
Тр-р	26	25	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун СН	0,8	0	18,2	0,318	1,91	5,81
Тр-р	54	25	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун СН	0,8	0	18,2	0,318	1,91	5,81
Тр-р	26	24	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун ВН	0,8	35,5	18,2	1	6,27	2,44
Тр-р	54	24	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун ВН	0,8	35,5	18,2	1	6,27	2,44
Тр-р	26	27	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун НН	0,8	22,3	18,2	0,0545	-8,19	-8,26
Тр-р	54	27	Нейтраль ПС Бурун - ПС Бурун НН	0,8	22,3	18,2	0,0545	-8,19	-8,26
ЛЭП	4	11	ПС Чайка - ПС Волна СН	1,62	3,22	-14	0	38,6 3	23,42
ЛЭП	24	11	ПС Бурун ВН - ПС Волна СН	23,5 2	102, 96	-6,3	0	12,6 4	5,59
Тр-р	45	11	ПС Волна нейтраль - ПС Волна СН	0,48	0	11,8	0,5	-26	-16,09
Тр-р	43	11	ПС Волна нейтраль - ПС Волна СН	0,48	0	11,8	0,5	-26	-16,09
Тр-р	45	44	ПС Волна нейтраль - ПС Волна ВН	0,55	59,2	11,8	1	32,4 9	17,44
Тр-р	43	44	ПС Волна нейтраль - ПС Волна ВН	0,55	59,2	11,8	1	32,4 9	17,44
Тр-р	45	12	ПС Волна нейтраль - ПС Волна	3,2	131	11,8	0,0272	-6,47	-1,35

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	43	12	ПС Волна нейтраль - ПС Волна	3,2	131	11,8	0,0272	-6,47	-1,35
ЛЭП	33	44	ПС Зеленый Угол - ПС Волна ВН	1,12	4,89	-30,1	0	-74,1	-37,93
ЛЭП	30	33	ВТЭЦ-2 - ПС Зеленый Угол	0,21	0,91	-5,6	0	-89,7	-38,64
Тр-р	30	31	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-5	0,87	22	31	0,045	52	- 102,01
Тр-р	30	32	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-6	0,87	22	31	0,045	18,0 8	- 100,15
Тр-р	30	52	ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ -2 Г-4	0,87	22	31	0,045	66,3	- 102,93
ЛЭП	30	46	ВТЭЦ-2 - Артемовская ТЭЦ ВН	4,64 5	20,3 34	- 125,13	0	-46,7	343,75
Тр-р	47	48	Артемовская ТЭЦ нейтраль - АТЭЦ Г7	0,6	54,2	18,9	0,0454	40,2	-73,79
Тр-р	53	48	Артемовская ТЭЦ нейтраль - АТЭЦ Г7	0,6	54,2	18,9	0,0454	40,2	-73,79
Тр-р	47	46	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ ВН	0,3	30,4	18,9	1	-67,8	188,52
Тр-р	53	46	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ ВН	0,3	30,4	18,9	1	-67,8	188,52
Тр-р	47	1	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ СН	0,3	0	18,9	0,5	27,5 8	- 114,72
Тр-р	53	1	Артемовская ТЭЦ нейтраль - Артемовская ТЭЦ СН	0,3	0	18,9	0,5	27,5 8	- 114,72
Тр-р	46	49	Артемовская ТЭЦ ВН - АТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,67	0,045	69,9 8	- 199,33
ЛЭП	6	56	ПС Чайка СН - ПС Ренессанс ВН	0,15 56	0,25 6	0	0	-6,80	-3,24

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	6	56	ПС Чайка СН - ПС Ренессанс ВН	0,15 56	0,25 6	0	0	-6,80	-3,24
Тр-р	56	55	ПС Ренессанс ВН - ПС Ренессанс НН	0,81	10,8	44,43	0,1714	-6,79	-3,23
Тр-р	56	55	ПС Ренессанс ВН - ПС Ренессанс НН	0,81	10,8	44,43	0,1714	-6,79	-3,23

В таблицах 40, 41 приведены рассчитанные параметры максимального режима. В данном режиме нагрузки являются максимальными, все необходимое оборудование находится в работе.

Таблица 42 – Токовые нагрузки ЛЭП в максимальном режиме

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 Чайка – Седанка	АС-240	205	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	246	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	384	330	426
ВЛ АТЭЦ - Промузел	АС-120, М-70	480	337	484
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	285	375	355
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	285	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240	194	275	422

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1х240	469	422	516
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	69	605	780
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	200	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	187	710	870

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы.

Необходимо также произвести расчет послеаварийного режима. В данном случае это режим отключения ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел и ВЛ 110 кВ Чайка - Волна

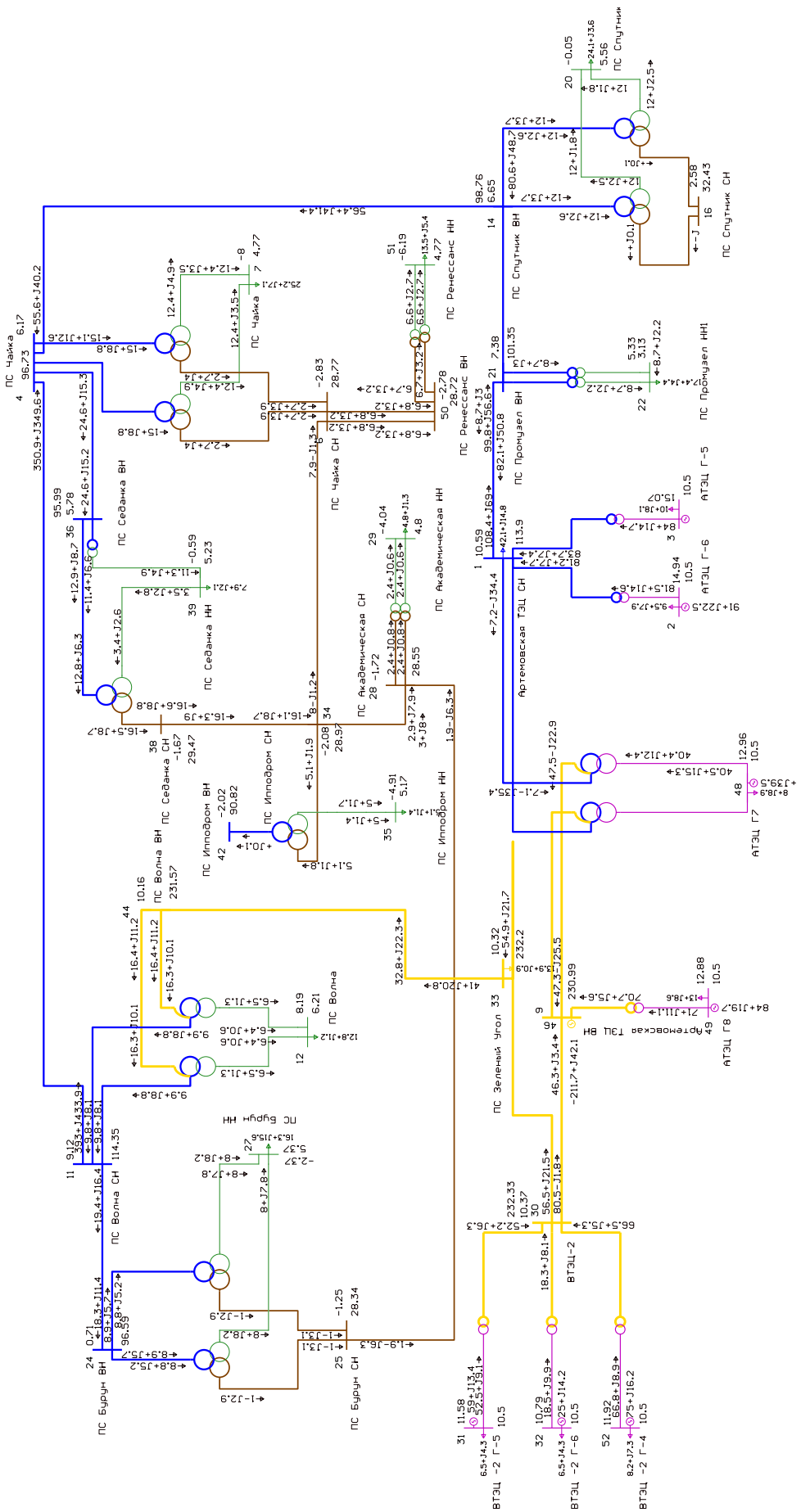


Рисунок 25 – Графическая схема максимального режима

Таблица 43 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ
Артемовская ТЭЦ - Промузел

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 Чайка – Седанка	АС-240	250	605	780
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	297	300	300
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	121	330	426
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	293	375	355
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	293	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3x150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1x240	259	275	422
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1x240	500	422	516
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	107	605	780
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	506	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	133	710	870

Таблица 44 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Промузел

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	114,46	15,72
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	20,06
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	20,19
ПС Чайка 110 кВ	110	90,32	-3,97
ПС Чайка 35 кВ	35	23,96	-17,61
ПС Чайка 6 кВ	6	4,26	-28,16
ПС Волна 110 кВ	110	94,87	-2,64
ПС Волна 6 кВ	6	5,13	-5,37
ПС Спутник 110 кВ	110	89	-4,53
ПС Спутник 35 кВ	35	29,81	-4,53
ПС Спутник 6 кВ	6	4,61	-22,61
ПС Промузел 110 кВ	110	88,49	-4,78
ПС Промузел 1 6 кВ	6	4,61 1	-10,36
ПС Промузел 2 6 кВ	6	4,61	-10,36
ПС Бурун 110 кВ	110	79,94	-11,04
ПС Бурун 35 кВ	35	22,95	-15,17
ПС Бурун 6 кВ	6	4,14	-18,64
ПС Академическая 35 кВ	35	23,62	-15,53
ПС Академическая 6 кВ	6	4,04	-15,53
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	228,92	8,31
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	9,51
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	8,71

1	2	3	4
ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10	10,5	9,85
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	228,2	8,19
ПС Ипподром 35 кВ	35	24,35	-16,29
ПС Ипподром 6 кВ	6	4,3	-20,28
ПС Седанка 110 кВ	110	89,12	-4,46
ПС Седанка 35 кВ	35	25,17	-15,68
ПС Седанка 6 кВ	6	4,6	-13,52 8
ПС Ипподром 110 кВ	110	76,23	-16,2
ПС Волна ВН 220 кВ	220	224,46	7,63
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	20,47
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,88
ПС Ренессанс 35 кВ	35	23,89	-17,53
ПС Ренессанс 6 кВ	6	4	-22,47

По данным расчета видно, что наиболее загружена ВЛ 35 кВ Ипподром-Седанка. С поправкой на тот факт, что наибольшие нагрузки характерны для зимнего периода времени можно сделать вывод, что токовые нагрузки находятся в допустимых пределах.

Графическая схема данного режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

Далее произведем расчет режима отключения ВЛ 110 кВ Чайка – Волна

Таблица 45 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ Чайка
- Волна

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 Чайка – Седанка	АС-240	208	605	780
ВЛ АТЭЦ - Промузел	АС-120, М-70	480	337	484
ВЛ Чайка – Спутник	АС-120, М-70	411	300	360
ВЛ Спутник – Промузел	АС-120, М-70	420	330	426
ВЛ Бурун – Академическая	АС-120	131	375	355
ВЛ Академическая – Ипподром	АС-120, М-50	131	275	355
КВЛ Чайка – Ипподром	АСБ 3х150, М-50, АС-120, АПвПу2Г 1х240	265	275	422
Отпайка от ВЛ Чайка – Ипподром на ПС Седанка	АПвПу2Г 1х240	456	422	516
ВЛ Бурун - Волна	АС-240 АСО-300	124	605	780
ВЛ Зеленый угол - Волна	АСК-300	107	710	870
ВЛ ВТЭЦ-2 АТЭЦ	АС 300	209	710	870

Таблица 46 – Расчетные значения напряжений в узлах в режиме отключения
ВЛ 110 кВ Чайка - Волна

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	112,69	12,18
АТЭЦ Г-6 10 кВ	10	10,5	16,56
АТЭЦ Г-5 10 кВ	10	10,5	16,7
ПС Чайка 110 кВ	110	93,91	8,04
ПС Чайка 35 кВ	35	26,69	-3,47
ПС Чайка 6 кВ	6	4,84	-12,06
ПС Волна 110 кВ	110	112,85	8,4
ПС Волна 6 кВ	6	6,11	6,5
ПС Спутник 110 кВ	110	96,11	8,5
ПС Спутник 35 кВ	35	32,2	8,5
ПС Спутник 6 кВ	6	5,11	-6,71
ПС Промузел 110 кВ	110	98,9	9,19
ПС Промузел 1 6 кВ	6	5,2	4,74
ПС Промузел 2 6 кВ	6	5,2	4,74
ПС Бурун 110 кВ	110	93,62	1,74
ПС Бурун 35 кВ	35	26,58	-1,88
ПС Бурун 6 кВ	6	4,88	-4,55
ПС Академическая 35 кВ	35	26,87	-2,07
ПС Академическая 6 кВ	6	4,59	-2,07
ВТЭЦ-2 220 кВ	220	232,34	10,46
ВТЭЦ -2 Г-5 10 кВ	10	10,5	11,67
ВТЭЦ -2 Г-6 10 кВ	10	10,5	10,87
ВТЭЦ -2 Г-4 10 кВ	10	10,5	12

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4
ПС Зеленый Угол 220 кВ	220	232,2	10,41
ПС Ипподром 35 кВ	35	27,18	-2,43
ПС Ипподром 6 кВ	6	4,83	-5,69
ПС Седанка 110 кВ	110	93	7,58
ПС Седанка 35 кВ	35	27,81	-1,84
ПС Седанка 6 кВ	6	4,98	-0,15
ПС Ипподром 110 кВ	110	85,18	-2,35
ПС Волна ВН 220 кВ	220	231,57	10,26
Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	230,99	9
АТЭЦ Г7 10 кВ	10	10,5	16,98
АТЭЦ Г8 10 кВ	10	10,5	12,88
ПС Ренессанс 35 кВ	35	26,63	-3,4
ПС Ренессанс 6 кВ	6	4,4	-7,47

В данном послеаварийном режиме как токовые нагрузки линий, так и значения напряжений на шинах ПС сети входят в допустимые пределы.

Данный вариант реконструкции позволяет поддерживать параметры режима сети в допустимых пределах как в нормальных, так и в послеаварийных режимах.

Таким образом, делаем вывод, что вариант реконструкции №3 является более предпочтительным как по экономическим показателям, так и по результатам расчета режимов.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 35/6 КВ РЕНЕССАНС

7.1 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 35/6 кВ подстанции Ренессанс должно иметь сопротивление растеканию в любое время года не более 15 Ом.

Определяется площадь S используемая под заземление подстанции 35/6 кВ Ренессанс:

$$S = (50+2 \cdot 1,5) \cdot (19+2 \cdot 1,5) = 1166 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 12 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 10,55 \text{ мм}^2$

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

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (80)$$

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.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{2,03^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 7 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (81)$$

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

$$S_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{мм} \quad (82)$$

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.

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

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (12 + 0,78) = 22,9 \text{ мм}^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с}} + F_{\text{кор}}; \quad (83)$$

$$10,55 \geq 7 + 22,8$$

По результатам проверки необходимо увеличить сечение заземляющего устройства до 30 мм²

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 силовых трансформаторов не должны превышать 6х6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м. Шаг ячейки между поперечными магистралями заземления принимается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 \text{ м}. \quad (84)$$

$$L = \left(\frac{1166}{6} \right) \cdot 2 = 388 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда:

$$a = \sqrt{1166} = 34 \text{ м.}$$

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 \tag{85}$$

$$m = \frac{388}{2 \cdot 34} - 1 = 4,7$$

Принимаем ближайшее значение – 5 штук.

Длина ячейки:

$$a_m = a / m, \text{ м.} \tag{86}$$

$$a_m = \frac{34}{5} = 6,8$$

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) \tag{87}$$

$$L = 2 \cdot 34 \cdot (5 + 1) = 408 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} \quad (88)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot 34}{6} = 22$$

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 11$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (89)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта принимаем равным 500 Ом · м;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,03.

$$R_{ст} = 500 \cdot \left(\frac{0,03}{34} + \frac{1}{388 + 22 \cdot 5} \right) = 1,74 \text{ Ом}$$

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и} \quad (90)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (91)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 34}{(500 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,77$$

$$R_{и} = 0,77 \cdot 1,74 = 1,3 \leq 15 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 15 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 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 производится для защиты объектов подстанции Ренессанс, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования.

Принимаем высоту молниеотвода равной 15 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \text{ м} \quad (92)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \text{ м} \quad (93)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}$$

Устанавливаем четыре отдельностоящих молниеотвода, что отразим в графической части.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (94)$$

где h_{cr} – 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:

$$h_{cr12} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) \quad (95)$$

$$h_{cr12} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (35 - 15) = 9,3 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $2h < L_{\text{м-м}} \leq h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h} \right) \text{ м} \quad (96)$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (35 - 2 \cdot 15)}{15} \right) = 15$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} \text{ м} \quad (97)$$

$$r_{c12} = 15 \cdot \frac{9,3 - 8}{9,3} = 2,1 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) \text{ м} \quad (98)$$

$$r_x = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{8}{12,75} \right) = 10,1 \text{ м}$$

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии РУ представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cr} , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		8м	6м
1	2	3	4
1-2	19,3	12,1	12,5
2-3	18,8	12	12,3
3-4	19,3	12,1	12,5
1-4	18,8	12	12,3

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

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

В большинстве случаев поломка сопровождается значительным увеличением тока и глубоким падением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток генерирует большое количество тепла, вызывая разрушение в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, через которое протекает этот ток. [15]

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

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи. [15]

Таким образом, повреждение нарушает работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а нештатные режимы создают возможность повреждения или нарушения работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения. [15]

Опасные последствия нештатных режимов также можно предотвратить, если своевременно выявить отклонение от нормального режима и принять

меры по его устранению (например, уменьшать ток при его повышении, понижать напряжение при повышении и т. Д.).

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. [15]

Изначально в качестве такой защиты использовались предохранители. Однако по мере роста мощности и напряжения электроустановок и усложнения схем их включения этот способ защиты стал недостаточным, в связи с чем были созданы защитные устройства с использованием специальных автоматических устройств - реле, называемых релейной защитой.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных энергетических систем. [15]

Он постоянно отслеживает состояние и режим работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и нештатных режимов.

В случае повреждения защита идентифицирует и отключает поврежденный участок от системы, воздействуя на специальные выключатели питания, предназначенные для размыкания токов короткого замыкания.

При возникновении ненормальных режимов защита выявляет их и в зависимости от характера нарушения производит операции, необходимые для восстановления нормального режима, или подает сигнал дежурному персоналу. [15]

В современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, предназначенной для быстрого автоматического восстановления нормальной работы и электроснабжения потребителей.

К основным устройствам такой автоматики относятся: автоматическое повторное включение, автоматическое включение резервных источников питания и оборудования, а также автоматическая частотная разгрузка.

Рассмотрим более подробно основные виды повреждений и ненормальных режимов, возникающих в электрических установках, и их последствия. [15]

8.1 Требования к защите от коротких замыканий

а) Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при к.з. только поврежденный участок сети.

Если подстанция связана с сетью несколькими линиями, то селективное отключение к.з. на одной из линий позволяет сохранить связь этой подстанции с сетью, обеспечив тем самым бесперебойное питание потребителей.

Таким образом, селективное отключение повреждения является основным условием для обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Неселективное действие защиты приводит к развитию аварий. Как будет показано ниже, неселективные отключения могут допускаться, но только в тех случаях, когда это диктуется необходимостью и не отражается на питании потребителей. [15]

б) Быстрота действия

Отключение к.з. должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным.

Допустимое время отключения к.з. по условию сохранения устойчивости зависит от ряда факторов. Важнейшим из них является величина остаточного напряжения на шинах электростанций и узловых подстанций,

связывающих электростанции с энергосистемой. Чем меньше, остаточное напряжение, тем вероятнее нарушение устойчивости и, следовательно, тем быстрее нужно отключать к. з. Наиболее тяжелыми по условиям устойчивости являются трехфазные к.з. и двухфазные к з. на землю в сети с глухозаземленной нейтралью, так как при этих повреждениях происходят наибольшие снижения всех междуфазных напряжений. [15]

В современных энергосистемах для сохранения устойчивости требуется весьма малое время отключения к. з. Так, например, в распределительных сетях 6 и 10 кВ, отделенных от источников питания большим сопротивлением, к.з. можно отключать со временем примерно 1,5—3 с, так как они не вызывают опасного понижения напряжения на генераторах и не влияют поэтому на устойчивость системы. Точная оценка допустимого времени отключения производится с помощью специальных расчетов устойчивости, проводимых для этой цели.

В качестве приближенного критерия необходимости применения быстродействующих защит Правила устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуют определять остаточное напряжение на шинах электростанций и узловых подстанций при трехфазных к. з. в интересующей нас точке сети. Если остаточное напряжение получается меньше 60% номинального, то для сохранения устойчивости следует применять быстрое отключение повреждений, т. е. применять быстродействующую защиту. [15]

Полное время отключения повреждения складывается из времени работы защиты и времени действия выключателя, разрывающего ток к.з. Таким образом, для ускорения отключения нужно ускорять действие как защиты, так и выключателей. Наиболее распространенные выключатели действуют со временем 0,15—0,06 с. Чтобы обеспечить при таких выключателях указанное выше требование об отключении к. з. защита должна действовать с временем 0,05—0,12 с, а при необходимости отключения 0,12 с и действии выключателя с 0,08 с время работы защиты не должно превышать 0,04 с. [15]

Защиты, действующие с временем до 0,1—0,2 с, считаются быстродействующими. Современные быстродействующие защиты могут работать с временем 0,02—0,04 с.

Требование быстродействия является в ряде случаев определяющим условием, обеспечивающим устойчивость параллельной работы электростанций и энергосистем.

Создание селективных быстродействующих защит является важной и трудной задачей техники релейной защиты. Эти защиты получаются достаточно сложными и дорогими, поэтому они должны применяться только в тех случаях, когда более простые защиты, работающие с выдержкой времени, не обеспечивают требуемой скорости действия. [15]

В целях упрощения допускается применение простых быстродействующих защит, не обеспечивающих необходимой селективности. При этом для исправления неселективности используется АПВ, быстро включающее обратно неселективно отключившийся участок системы.

в) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при к.з. (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия. Каждая защита должна отключать повреждения на том участке, для защиты которого она установлена и, кроме того, должна действовать при к.з. на следующем, втором участке, защищаемом защитой. Действие защиты на втором участке называется дальним резервированием. Оно необходимо для отключения к.з. в том случае, если защита или выключатель участка не сработает из-за неисправности. Резервирование следующего участка является важным требованием. Если оно не будет выполняться, то при к.з. на участке и отказе его защиты или выключателя повреждение останется неотключенным, что приведет к нарушению работы потребителей всей сети. [15]

Некоторые типы защит по принципу своего действия не работают за пределами первого участка. Чувствительность таких защит должна обеспечить их надежную работу в пределах первого участка. Для обеспечения резервирования второго участка в этом случае устанавливается дополнительная защита, называемая резервной.

Каждая защита должна действовать не только при металлическом к. з., но и при замыканиях через переходное сопротивление, обусловливаемое электрической дугой.

Чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она могла подействовать при к.з. в минимальных режимах системы, т. е. в таких режимах, когда изменение величины, на которую реагирует защита (ток, напряжение и т. п.), будет наименьшей. [15]

Таким образом, чувствительность защиты должна быть такой, чтобы она действовала при к.з. в конце установленной для нее зоны в минимальном режиме системы и при замыканиях через электрическую дугу.

г) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при к.з. в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

Требование надежности является весьма важным. Отказ в работе или неправильное действие какой-либо защиты всегда приводит к дополнительным отключениям, а иногда к авариям системного значения. [15]

Надежность защиты обеспечивается простотой схемы, уменьшением в ней количества реле и контактов, простотой конструкции и качеством изготовления реле и другой аппаратуры, качеством монтажных материалов, самого монтажа и контактных соединений, а также уходом за ней в процессе эксплуатации.

В России общие принципы выполнения релейной защиты регламентируются ПУЭ, типовые схемы релейной защиты и их расчет — «Руководящими указаниями по релейной защите» [15]

8.2 Общие требования к системе РЗА

Система РЗА сети от 6 до 220 кВ должна обеспечивать надежность и устойчивость работы энергосистемы, а также потребителей электроэнергии на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов.

Включает в себя микропроцессорный терминал, входные цепи тока и напряжения, цепи, обеспечивающие передачу управляющего воздействия, блокировки и сигнализации, цепи питания. Все остальные устройства и цепи являются внешними для системы РЗА.

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования – шин, трансформаторов и другого первичного оборудования) должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети после его отключения устройствами релейной защиты должен выполняться автоматически за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Положение переключающих устройств, параметры устройств РЗА и их изменение должны регистрироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в системах оперативно-диспетчерского управления.

Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования, должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в этих цепях.

8.3 Общие требования к системе РЗА для линий 35 кВ

Для линий в сетях 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. [12]

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. В целях повышения чувствительности к повреждениям за трансформаторами с соединением обмоток звезда-треугольник допускается выполнение трехрелейной защиты.

Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции. [12]

При выборе типа основной защиты следует учитывать требования обеспечения устойчивости работы энергосистемы и надежной работы потребителя аналогично тому, как это учитывается для защиты линий напряжением 110 кВ.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например, на головных участках, — дистанционная ступенчатая защита преимущественно с пуском по току. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. [12]

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, в целях упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при

необходимости направленными, а дистанционные — с пуском от реле сопротивления. При этом допускается неселективное отключение смежных элементов при к.з. в «мертвой» зоне по напряжению реле направления мощности, когда токовая отсечка, используемая в качестве дополнительной защиты, не устанавливается, например из-за недостаточной ее чувствительности. Защита устанавливается, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание. [12]

На коротких одиночных линиях с двухсторонним питанием, когда это требуется по условию быстроты действия, допускается применение продольной дифференциальной защиты в качестве основной. При этом длина кабеля, прокладываемого специально для этой защиты, не должна превышать 4 км. Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты следует предусматривать специальные устройства.

На параллельных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, а также на питающем конце параллельных линий с односторонним питанием могут быть использованы те же защиты, что и на соответствующих одиночных линиях. [12]

Для ускорения отключения повреждения, особенно при использовании токовых ступенчатых защит или ступенчатых защит тока и напряжения, на линиях с двусторонним питанием может быть применена дополнительно защита с контролем направления мощности в параллельной линии. Эта защита может быть выполнена в виде отдельной поперечной токовой направленной защиты или только в виде цепи ускорения установленных защит (максимальной токовой, дистанционной) с контролем направления мощности в параллельной линии.

На приемном конце двух параллельных линий с односторонним питанием, как правило, должна быть использована поперечная дифференциальная направленная защита. [12]

Если защита с контролем направления мощности в параллельной линии не удовлетворяет требованиям быстродействия, а защита с контролем

направления мощности в параллельной линии неприменима или нежелательна, в качестве основной защиты (при работе двух параллельных линий) на двух параллельных линиях с двусторонним питанием и на питающем конце двух параллельных линий с односторонним питанием следует применять поперечную дифференциальную направленную защиту.

При этом в режиме работы одной линии, а также в качестве резервной при работе двух линий следует использовать ступенчатые защиты тока. Допускается включение этой защиты или отдельных ее ступеней на сумму токов обеих линий (например, резервной ступени в целях увеличения ее чувствительности к повреждениям на смежных элементах). Допускается также использование поперечной дифференциальной направленной защиты в дополнение к ступенчатым токовым защитам для уменьшения времени отключения повреждения на защищаемых линиях, если по условию быстроты действия ее установка не обязательна. [12]

В отдельных случаях на коротких параллельных линиях допускается применение продольной дифференциальной защиты.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

ОРУ 35 кВ предусматривает применение съемных инвентарных сетчатых или сплошных ограждений при проведении ремонтных работ.

Оборудование, расположенное внутри каркасов блоков присоединений, ограждено металлической сеткой.

Конструкция ОРУ 35 кВ включает в себя весь набор необходимых оперативных блокировок, исключающих возможность выполнения ошибочных действий, способных привести к поражению персонала и/или повреждению оборудования.

Металлические части, подлежащие заземлению, имеют специальные места для присоединения заземления. Заземление осуществляется путем создания надежного электрического соединения заземляемых частей с контуром заземления подстанции.

Применение ОРУ 35 кВ в нормальном режиме не сопровождается нанесением ущерба окружающей среде.

При эксплуатации ОРУ 35 кВ не возникает опасных для окружающей среды отходов.

9.1.1 Требования безопасности

При создании РУ переменного тока напряжением 35 кВ и выше должны быть обеспечены:

- надежность и бесперебойность энергоснабжения;
- работоспособность с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- внедрение новой техники и технологий;
- низкий уровень потерь электроэнергии;
- минимальный объем профилактических работ;
- ремонтпригодность электротехнического оборудования;
- электромагнитная совместимость;

- выполнения требований санитарных норм по электрическим, магнитным полям и шумам;

- стойкость к климатическим воздействиям;

- сейсмостойкость;

- охрана окружающей среды;

- экологическая безопасность.

9.1.2 Требования к оборудованию

На вновь сооружаемых, расширяемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции РУ необходимо применять современное электротехническое оборудование, имеющее повышенную эксплуатационную надежность:

- вакуумные выключатели на напряжение до 110 кВ;

- элегазовые выключатели на напряжение 35 - 750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР;

- комплектные распределительных устройств элегазовые (КРУЭ);

- элегазовые ячейки типа «ПАСС МО»;

- комбинированные коммутационные аппараты «выключатель-разъединитель»;

- разъединители пантографного, полупантографного горизонтально-поворотного и другого типа, оснащенные электродвигательными или пружинными приводами, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, не требующие капитального ремонта в течение всего срока службы;

- взрыво- и пожаробезопасные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (встроенные, отдельно стоящие и комбинированные) с классом точности обмоток 0,2S (0,5S) и 0,2 (0,5) для коммерческого учета и измерений;

- антирезонансные измерительные трансформаторы напряжения;

- микропроцессорные устройства РЗА;

- нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений, взрывобезопасные, с достаточной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем;

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) при технико-экономической обоснованности.

9.2 Требования к выбору площадки для размещения распределительных устройств

Выбор площадки для строительства РУ должен производиться в соответствии с требованиями земельного, водного законодательства Российской Федерации (РФ) и законодательными актами по охране природы и использованию природных ресурсов на основании:

- схемы развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;

- проектов районной планировки и проектов планировки городов (поселков);

- технико-экономического сравнения вариантов;

- методических указаний по выбору и согласованию площадок РУ в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009. [26]

9.2.1 Размещение площадки РУ

Площадка РУ должна размещаться:

- вблизи генерирующих источников электростанций;

- на территории ПС;

- вблизи автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

- вблизи железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов, а также примыкание к ним подъездного пути РУ;

- вблизи населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов для эксплуатационного персонала РУ. При этом должны соблюдаться

минимально допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам;

- вблизи существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода.

9.2.2 Выбор площадки для РУ

Площадки РУ должны выбираться:

- на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение РУ на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается только в исключительных случаях по решению соответствующих органов);

- на незалесенной территории или на территории, занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

- преимущественно вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленная почва и др.) и вне зон атмосферы, загрязненной промышленными уносами. Размещение РУ в условиях загрязненной атмосферы допускается при технико-экономическом обосновании с учетом требований соответствующих руководящих документов;

- вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать эксплуатации РУ;

- вне зон залегания полезных ископаемых, подлежащих промышленной разработке;

- на незатопляемых территориях и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

- на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек, или водоемов, а также вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод, а также выше отметок складов с нефтепродуктами и другими горючими жидкостями. При невозможности расположения РУ вне указанных зон должны быть выполнены специальные гидротехнические сооружения по защите площадок от повреждений

(подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы и др.);

- на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение РУ на торфах, свалках и т.п. допускается только при технико-экономическом обосновании;

- на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;

- на территориях, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ всех напряжений;

- вне зон возможного обледенения оборудования и ошиновки ОРУ при сбросе воды через водосборные сооружения гидростанций в период осенне-зимних паводков;

- на расстоянии от аэродромов и посадочных площадок авиации, складов взрывчатых материалов, крупных складов горюче-смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций и телевышек, определяемом соответствующими нормами и правилами;

- вне зон влияния каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

- на площадках, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением РУ.

9.3 Требования к электрическим схемам распределительных устройств

При выборе схем РУ ЭС и ПС необходимо руководствоваться СТО 56947007-29.240.10.028-2009 и СТО 56947007-29.240.30.010-2008. [26,27]

9.3.1 Требования к строительным конструкциям

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

9.3.2 Требования к выбору электроустановки

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- в нормальных условиях работы электроустановки усилия, нагрев, или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т.п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыканию на землю;

- обеспечить необходимую локализацию повреждений при нарушении нормальных условий работы электроустановки, обусловленных действием КЗ;

- обеспечить безопасность технического обслуживания и ремонта аппаратов, токоведущих частей и конструкций без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- обеспечить возможность удобного транспортирования оборудования по территории РУ.

Главная схема электрических соединений РУ, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

9.3.3 Защита их от затопления, оползней, лавин

Размещение РУ, генеральный план и инженерная подготовка территории, и защита их от затопления, оползней, лавин и т.п. должны быть выполнены в соответствии с правилами СНиП 22-02-2003 [21] и требованиями и Градостроительного кодекса Российской Федерации.

При расположении РУ в сейсмических районах для обеспечения требуемой сейсмостойкости наряду с применением имеющегося сейсмостойкого оборудования следует предусматривать специальные меры, повышающие сейсмостойкость электроустановки.

Расчетный уровень высоких (паводковых) вод принимается с вероятностью: 2 % в год для РУ напряжением 330 кВ и ниже и 1 % в год для РУ напряжением 500 кВ и выше.

9.3.4 Требования к заземлителям

РУ в соответствии с требованиями безопасности должны быть оборудованы стационарными заземлителями (заземляющими ножами), обеспечивающими заземление аппаратов и ошиновки.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии следует иметь привод с дистанционным управлением.

Допускается на заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии выполнять только механическую блокировку с приводом разъединителя.

В РУ напряжением 35 кВ и выше стационарные заземлители (заземляющие ножи) должны быть размещены так, чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На каждой секции (системе) сборных шин РУ напряжением 35 кВ и рекомендуется устанавливать два комплекта заземлителей.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин следует осуществлять заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

9.3.5 Требования к ограждениям

Территория ОРУ должна быть ограждена внешним забором высотой не менее 2,4 м. На территории ПС следует ограждать ОРУ внутренним забором высотой не менее 1,6 м. ОРУ разных напряжений и силовые трансформаторы могут иметь общее ограждение.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей электрооборудования должны иметь высоту над уровнем планировки ОРУ или над уровнем пола для ЗРУ не менее 1,9 м. Сетки ограждения РУ должны иметь

отверстия размером не более 25×25 мм и приспособления для запираания их на замок.

9.4 Требования к освещению

Распределительные устройства должны быть оборудованы электрическим освещением – рабочим и аварийным освещением. Осветительные устройства должны быть установлены таким образом, чтобы было обеспечено их безопасное обслуживание.

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно установленным требованиям. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме должно питаться от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на ЭС и ПС и на диспетчерских пунктах аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

9.5 Требования к открытым распределительным устройствам

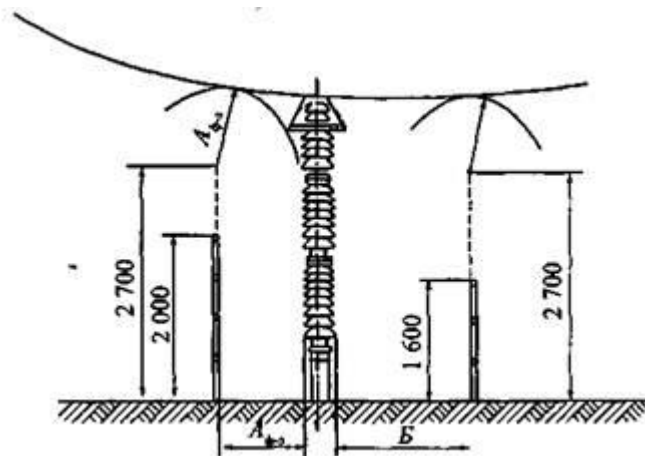


Рисунок 26 – Схема размещения оборудования. Наименьшие расстояния от токоведущих частей и элементов изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений

Токоведущие части (выводы, шины, спуски и т.п.) могут не иметь ограждений, если они расположены над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее значений, соответствующих размеру Γ по таблице 48.

Таблица 48 – Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ						
		35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9
От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до протяженных заземленных конструкций и до постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м, а также до стационарных экранов между ячейками и противопожарных перегородок	$A_{\phi-3}$	400	900	1300	1200	2000	3300	5000
От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций: головка аппарата-опора, провод-стойка, траверса, провод-кольцо, стрежень	$A^1_{\phi-3}$	400	900	1300	1200	1800	2700	4500
Между токоведущими частями разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	440	1000	1400	1600	2200	3400	6500
От токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой до 1,6 м и до транспортируемого оборудования	B	1150	1650	2050	2000	3000	4100	5800
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	B	1150	1650	2050	2400	3500	3950	6000
От не огражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Γ	3100	3600	4000	3900	4700	6000	7200

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой	D^1	2400	2900	3300	3200	3800	4700	6500
От токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора или до здания и сооружения	D	2400	2900	3300	3200	4000	5300	6500
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	$Ж$	485	1100	1550	1800	2600	3800	6100

Разрешается не ограждать аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее 2,5 м.

Вместо постоянных ограждений допускается устройство козырьков, предотвращающих прикосновение обслуживающего персонала к изоляции и элементам оборудования, находящихся под напряжением.

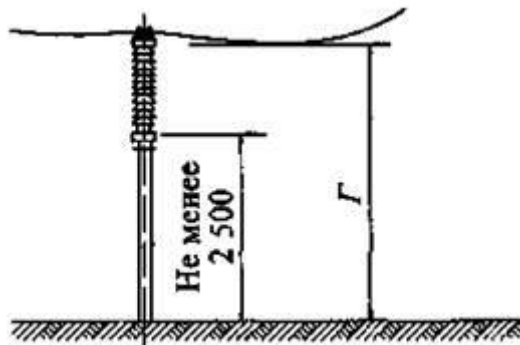


Рисунок 27 – Схема размещения оборудования. Наименьшие расстояния от не огражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли

Расстояния от не огражденных токоведущих частей до габаритов машин, механизмов и транспортируемого оборудования должны быть не менее размера Б по таблице 1.

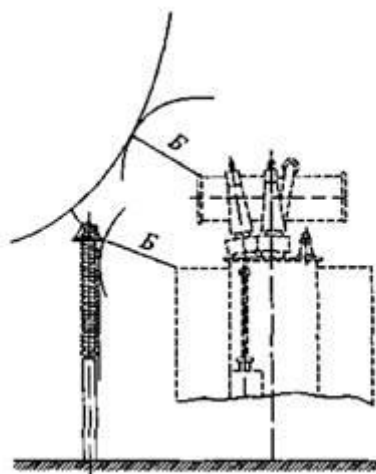


Рисунок 28 – Схема размещения оборудования. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

Расстояния между ближайшими не огражденными токоведущими частями разных цепей должны выбираться из условия безопасного обслуживания одной цепи при не отключенной второй.

При расположении не огражденных токоведущих частей разных цепей в разных (параллельных или перпендикулярных) плоскостях, расстояния по вертикали должны быть не менее размера В, а по горизонтали – размера D^1 по таблице 47. При наличии разных напряжений размеры В и D^1 принимаются по более высокому напряжению.

Размер В определен из условия обслуживания нижней цепи при не отключенной верхней, а размер D^1 - обслуживания одной цепи при не отключенной другой.

Расстояния между токоведущими частями и верхней кромкой внешнего забора должны быть не менее размера Д по таблице 1.

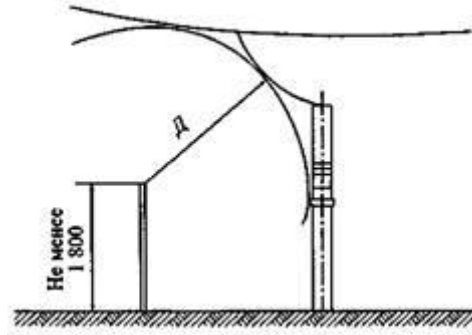


Рисунок 29 – Схема размещения токоведущих частей. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения

Расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до заземленных частей должны быть не менее размеров $A_{\phi-3}$, и $A_{\phi-3}^1$; до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту - не менее размера Ж; до ошиновки других присоединений - не менее размера $A_{\phi-\phi}$ по таблице 1.

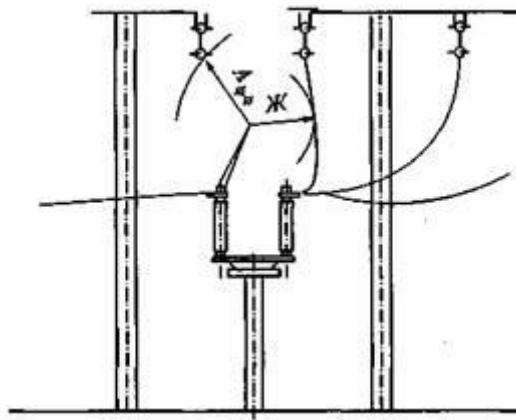


Рисунок 30 – Схема размещения оборудования. Наименьшие расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей

Расстояния между токоведущими частями ОРУ и зданиями или сооружениями (ЗРУ, помещение щита управления, трансформаторная башня и др.) по горизонтали должны быть не менее размера Д, а по вертикали при наибольшем провисании проводов - не менее размера Г по таблице 1.

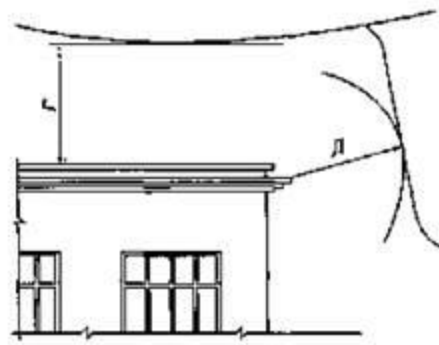


Рисунок 31 – Схема размещения токоведущих частей. Наименьшие расстояния между токоведущими частями и зданиями и сооружениями

Расстояния от оборудования ОРУ до зданий ЗРУ и других технологических зданий и сооружений, определяются только технологическими требованиями.

Расстояния между ОРУ и деревьями должны быть такими, чтобы исключались повреждения оборудования и ошиновки при падении дерева (с учетом роста деревьев за 25 лет).

9.6 Требования к защите от грозových перенапряжений

Оборудование РУ должно быть защищено от грозových перенапряжений:

- от прямых ударов молнии – стержневыми и тросовыми молниеотводами;

- от набегающих грозových волн:

- а) тросовыми молниеотводами на определенной длине отходящих линий электропередачи (защита подходов ВЛ);

- б) защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах ВЛ и территории РУ.

Кроме этого, необходимо учитывать требования СТО 70238424.29.240.99.005-2011 и СТО 70238424.29.240.99.006-2011 [28,29]

ОРУ напряжением 35 - 750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Допускается не выполнять защиту от прямых ударов молнии, если ОРУ напряжением 35 кВ расположено в районах с числом грозových часов в году не более 20.

Защита ОРУ напряжением 35 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами.

Рекомендуется использовать защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и т.п.).

Установка молниеотводов на конструкциях ОРУ напряжением 35 кВ допускается при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон:

- до 500 Ом·м, независимо от площади заземляющего контура ОРУ;
- более 500 Ом·м, при площади заземляющего контура ОРУ 10000 м² и более.

При использовании прожекторных мачт в качестве молниеотводов электропроводку к ним на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой либо кабелями без металлической оболочки, но в металлических трубах. Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10,0 м.

Токоотводы, соединяющие молниеприемную сетку с заземляющим устройством, должны быть проложены не реже чем через каждые 25,0 м по периметру здания.

Расстояние по воздуху от конструкций ОРУ, на которых установлены молниеотводы, до токоведущих частей должно быть не менее длины гирлянды.

В особо гололедных районах и в районах с эквивалентным удельным сопротивлением земли более 1000 Ом м допускается выполнение защиты подходов ВЛ к РУ отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, сопротивление заземлителей которых не нормируется. Тросовые молниеотводы ВЛ напряжением 110 кВ и выше следует присоединять к заземленным конструкциям ОРУ.

Тросовые молниеотводы, защищающие подходы ВЛ напряжением 35 кВ, разрешается присоединять к заземленным конструкциям ОРУ при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон:

- до 750 Ом·м – независимо от площади заземляющего контура ОРУ;
- более 750 Ом·м – при площади заземляющего контура ОРУ 10000 м² и более.

От стоек конструкций ОРУ напряжением 35 кВ, к которым присоединены тросовые молниеотводы, заземляющие проводники должны быть выполнены не менее чем по двум - трем направлениям с углом не менее 90° между ними. Кроме того, на каждом направлении должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной от 3,0 до 5,0 м на расстоянии не менее 5,0 м.

Тросовые молниеотводы на подходах ВЛ 35 кВ к тем ОРУ, к которым не допускается их присоединение, должно заканчиваться на ближайшей к ОРУ опоре. Первый от ОРУ бестросовый пролет этих ВЛ должен быть защищен стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на ОРУ, опорах ВЛ или около ВЛ.

Сопротивление заземлителей ближайших к ОРУ опор ВЛ напряжением 35 кВ не должно превышать 10 Ом. Если выполнение заземлителей с требуемыми сопротивлениями заземления оказывается невозможным, должны быть применены горизонтальные заземлители, прокладываемые вдоль оси ВЛ от опоры к опоре (заземлители -противовесы) и соединяемые с заземлителями опор.

На ОРУ напряжением 35 кВ, работающих в третьей или четвертой степени загрязнения в соответствии с ГОСТ 9920, число изоляторов на концевых опорах должно быть увеличено. [5]

На первой опоре тросового подхода ВЛ классов напряжений от 35 до 220 кВ к ОРУ, считая со стороны линии, должен быть установлен комплект ограничителей перенапряжения ОПН с наибольшим длительно допустимым

рабочим напряжении от 5 до 10 % выше наибольшего значения таблицы 5 в следующих случаях:

- линия по всей длине, включая подход, построена на деревянных опорах;
- линия построена на деревянных опорах, подход линии - на металлических или железобетонных опорах.

Установка ОПН в начале тросовых подходов ВЛ, на металлических или железобетонных опорах по всей длине, не требуется.

9.7 Требования биологической защиты от воздействия электрических и магнитных полей

Производственные помещения, рассчитанные на постоянное пребывание персонала, не должны размещаться в непосредственной близости от токоведущих частей ЗРУ и других электроустановок, а также под и над токоведущими частями оборудования, за исключением случаев, когда рассчитываемые уровни магнитных полей не превышают предельно допустимых значений.

Зоны пребывания обслуживающего персонала должны быть расположены на расстояниях, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней магнитного поля.

Экранирование источников магнитных полей (МП) или рабочих мест при необходимости обеспечения допустимых уровней МП осуществляют посредством ферромагнитных экранов, толщина и геометрические размеры которых следует рассчитывать по формуле определения коэффициента экранирования:

$$K_{\text{Э}} = H_{\text{В}}/H_{\text{доп}}, \quad (99)$$

где $H_{\text{В}}$ – наибольшее возможное значение напряженности МП на рабочем месте, А/м;

$H_{\text{доп}}$ - допустимое значение напряженности МП.

$H_{\text{доп}}$ определяется в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах по санитарным нормам СанПиН 2.2.4.1191-03 [18].

Уровни напряженности магнитного поля на рабочих местах ПС не должны превышать допустимых значений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 [26].

9.8 Чрезвычайные ситуации.

Здания РУ должны иметь степень огнестойкости не ниже II.

Категория помещений и зданий РУ по взрывопожаробезопасности принимается в соответствии с правилами СП 12.13130.2009 [22].

Здания, помещения и сооружения РУ в соответствии с правилами СП 5.13130.2009 должны быть оборудованы автоматическими средствами пожаротушения (АУПТ) и автоматической пожарной сигнализацией (АУПС) [23].

9.8.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом

Из-за механического повреждения внешнего кожуха силового трансформатора велика вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Для предотвращения процесса растекания масла и предотвращения распространения пожара на подстанции при возгорании силовых трансформаторов с массой масла более 1 тонны на подстанции устанавливаются маслоприемники.

На проектируемой ПС 35 кВ Ренессанс планируется установка трансформатора ТДН-10000/35. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 49 [32].

Таблица 49 – Параметры трансформатора ТДН-10000/35

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	А	Б	Н
1	2	3	4	5	6	7
ТДН-10000/35	10	26000	7000	4380	1954	3480

9.9 Экологичность

При создании и эксплуатации реакторной установки должны быть приняты меры по охране и рациональному использованию земельных ресурсов, охране водных ресурсов, защите растительности и фауны наземных экосистем, меры по снижению негативного воздействия на местный климат, меры в социальной сфере, мероприятия по организации мониторинга взаимосвязи объекта с окружающей средой. окружающей среды, а также заключения о соответствии принятых решений действующему природоохранному законодательству Российской Федерации.

Конструктивные технические решения при проектировании и реконструкции ПС должны соответствовать действующим в настоящее время нормативам окружающей среды. В частности, должны предусматриваться:

- мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в электрическом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.

- специальная площадка для складирования банок конденсаторной батареи, при наличии ее на ПС и др.

При проектировании нового или реконструируемого РУ необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с гигиеническими нормами Минздрава РФ.

Необходимость строительства шумозащитных сооружений определяется на основании акта натуральных замеров шума от действующих трансформаторов (реакторов) в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, расположенных на территории РУ.

При размещении РУ в местах массового гнездования и местах остановки перелетных птиц во время полетов, для предотвращения их гибели

необходимо прикрыть отверстия полых железобетонных опор опорами сетками или оголовьями, а также установить на порталах и опорах отходящих линий до 330 кВ, специальные ограждения от птиц .

9.9.1 Расчет шума, создаваемый трансформаторами

При расчете необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 45 дБА [11].

Для трансформатора с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет ($S_{ном} = 16$ МВА, $U_{ном} = 35$ кВ): 88 дБА.

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (100)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2 [3].$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (101)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС, согласно техническим условиям на технологическое

присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК», планируется расположит 2 трансформатора и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 4. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

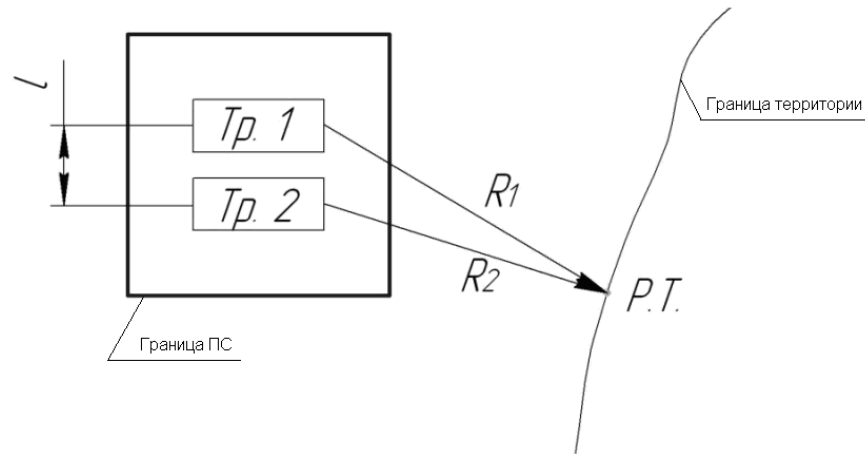


Рисунок 32 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Для определения минимального расстояния от источников, расположенных на подстанции, до границы жилых домов по формуле необходимо сделать 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:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (102)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

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

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 88} = 91,01 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$, тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}.$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}} \quad (103)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91,01-45)}}{2\pi}} = 79,691 \text{ м.}$$

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

9.9.2 Расчет маслоприемника для маслонаполненного трансформатора

Определяем ширину и глубину маслоприемника. Исходя из ПУЭ расстояние от трансформатора до края маслоприемника Δ должно быть не менее 1 м при массе масле в трансформаторе от 2 до 10 т. [12]

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (104)$$

где A – длина трансформатора, м.

$$B = 4,38 + 2 \cdot 1 = 6,38 \text{ м.}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \quad (105)$$

где B – ширина трансформатора, м.

$$Г = 6,38 + 2 \cdot 1 = 8,38 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot Г. \quad (106)$$

$$S_{МП} = 6,38 \cdot 8,38 = 53,48 \text{ м}^2.$$

Определяем глубину маслоприемника. Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (107)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ, примем равным 0,3 м; [12]

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ, примем равным 0,1 м; [12]

h_{TM+H_2O} – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

h_{TM} рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (108)$$

где $V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} = \frac{7000}{880} = 7,95$ м³, отсюда:

$$h_{TM} = \frac{7,95}{25,23} = 0,32 \text{ м.}$$

h_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \quad (109)$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (110)$$

где $I=0,2$ л/с м² – секундный расход воды;

$t=30$ мин=1800с.

$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B)$ м² – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 3,48 \cdot (4,38 + 1,954) = 44,08 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (25,23 + 44,08) = 19,96 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{19,96}{25,23} = 0,79 \text{ м.}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,3 + 0,1 + 0,32 + 0,79 = 1,51 \text{ м.}$$

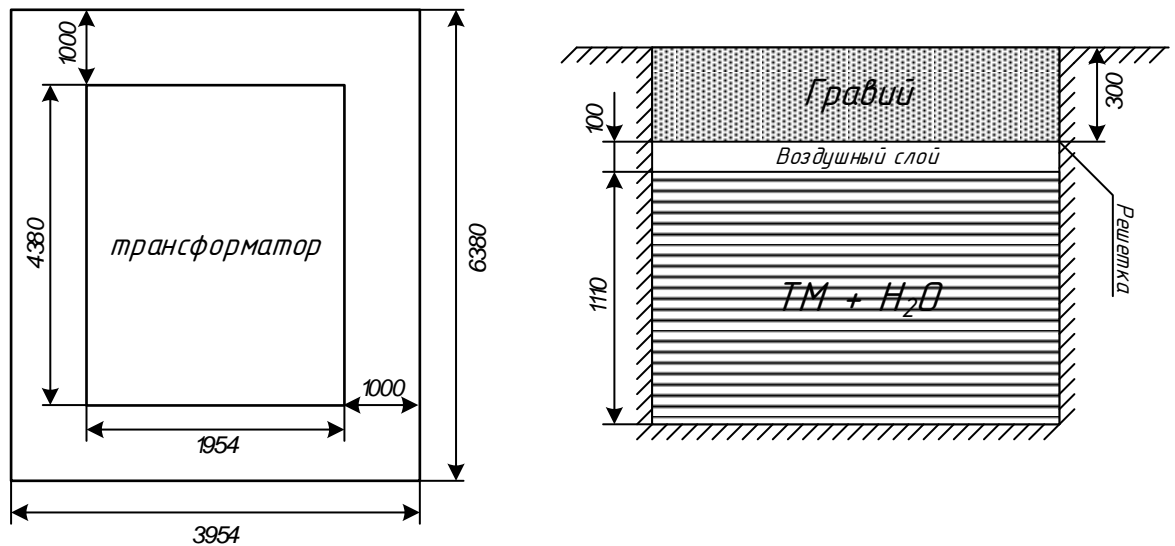


Рисунок 33 – Эскиз трансформатора

9.10 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с использованием горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и др. Причинами возгорания могут быть электрические искры, дуги, короткое замыкание и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и устройств.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первое лицо, заметившее пожар, должно немедленно сообщить об этом в пожарную часть и вышестоящее лицо по замене энергообъекта, после чего приступить к тушению пожара доступными средствами.

2) Начальник смены лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место возгорания, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической цепи, оказавшиеся поврежденными. находиться в зоне возгорания.

3) После определения источника пожара начальник смены лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить срабатывание автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия для тушения персонала и пожарных частей. пожар (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных частей лицо, знающее расположение подъездных путей и источников воды.

4) До прибытия первой пожарной части начальник пожаротушения является старшим по смене энергокомпании, начальником объекта.

Старший командир пожарной части по прибытии к месту пожара берет на себя управление тушением пожара.

5) Отключить соединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного разрешения вышестоящего лица, отвечающего за оперативное управление, но с последующим уведомлением об отключении. 6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных частей при тушении пожара осуществляется с учетом указаний высшего технического персонала о соблюдении правил безопасности и возможности возгорания близлежащего оборудования (необходимо согласовывать действия по расстановке сил и средства пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных частей за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать посторонних лиц к месту возгорания.

Противопожарное оборудование, средства первичного пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратный зал нефтебазы и насосная станция пожаротушения оборудованы пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется мобильными устройствами от пожарных кранов с расходом 10 л/с.

Кроме того, как уже было сказано, для ограничения возгорания при возгорании масла под трансформатором оборудуется специальный маслоприемник, накрытый решеткой, поверх которой насыпается гравий. В случае возгорания трансформатора масло из бака через нижний сливной кран сливается через гравий в яму. Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический запуск должен дублироваться дистанционным запуском с пульта управления и ручным запуском на месте установки в безопасном от огня месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с

источником возгорания, следует защищать от высоких температур (желательно распылять воду). Во избежание увеличения площади возгорания горячее масло нельзя тушить компактными водяными струями. Способы тушения другого маслonaполненного оборудования не отличаются от способов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися под рукой средствами.

При тушении панелей управления, релейных панелей, которые являются наиболее важной частью электроустановки, вы должны оставить установленное на них оборудование.

При возгорании кабелей, проводки и оборудования на панелях в первую очередь снимите с них напряжение, начните тушение, не допуская перехода огня на соседние панели.

При необходимости тушения пожара без снятия напряжения запрещается прикасаться к кабелям, проводам и оборудованию.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении [3].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции Ренессанс.

В ходе выполнения ВКР были решены следующие задачи:

- проведен анализ электроэнергетической системы;
- выполнен расчет нормальных и послеаварийных режимов сети в соответствии с выбранными вариантами конфигурации сети;
- разработан вариант необходимой реконструкции сети, которая потребуется для подключения ПС Ренессанс;
- рассчитаны токи короткого замыкания на ПС Ренессанс;
- произведен выбор оборудования и разработано заземление и молниезащита;
- произведен расчет безопасности и экологичности проекта.

В итоге был выбран вариант реконструкции, в рамках которого подстанция 35/6 кВ Ренессанс подключается двухцепной линией от ПС 110/35/6 кВ Чайка. 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 рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 2 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартинформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 4 ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014
- 5 ГОСТ 9920-89. Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.
- 6 ГОСТ Р 55025-2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия, 2013 г.;
- 7 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 592 с.
- 8 Инструкция к программному комплексу RastrWin.
- 9 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
- 10 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ, Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 г.;

11 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

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

13. Приказ Министерства регионального развития РФ № 481 “Об утверждении Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов - укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры”, 2011г.

13 Проведение испытаний систем технического водоснабжения (СТВ) структурных подразделений АО «ДГК» с разработкой режимных карт и определением ограничений мощности / Технические требования. АО «ДГК», 2018г.;

14 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е / Чернобровов Н. В./ М., «Энергия», 1974. 680 с.

15 Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 2007. 238с.

16 Сайт Акционерного общества «Уралэлектротяжмаш»: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/>

17 СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

18 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Артемовская ТЭЦ» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК» / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2018г.;

19 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

20 СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.

21 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

22 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

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

24 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.

25 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС).

26 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ

27 СТО 70238424.29.240.99.005-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Условия поставки.

28 СТО 70238424.29.240.99.006-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2020-2024 годы, книга первая пояснительная записка / общество с ограниченной ответственностью «джи динамика», 2017г.;

30 Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов») / Ю.В. Мясоедов / Системы

электроснабжения промышленных объектов и городов / Учебное пособие
Благовещенск, Издательство АмГУ, 2014 г.;

31 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

32 Электротехнический справочник: В 4 т. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - Т 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. - 964 с.