

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 Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина


« 20 » 06 2018г.

догд

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи с подключением подстанции Сухановка

Исполнитель
студент группы 442-об3

 07.06.2018
(подпись, дата)

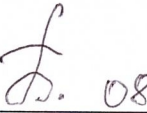
Р.К. Ковальчук

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


(подпись, дата)

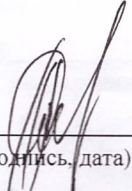
Ю.В. Мясоедов

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

 08.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук


(подпись, дата)

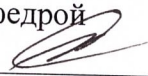
А.Н. Козлов

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой

 Н.В. Савина

« 21 » 03 2018 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ковальчука Романа Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей ПАО «ФСК» напряжением 220 кВ в связи с подключением подстанции Сухановка

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 373-ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 08.06.2018

3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): электрическая схема Приморского края, информация об оборудовании подстанции, нагрузки в контрольный день замеров

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети

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

18 рисунков, 66 таблицы, 25 источников, 6 приложений, карта-схема Приморского края, однолинейная электрическая схема сети, подробная однопроводная схема подстанции Сухановка, план подстанции Сухановка, релейная защита трансформатора, расчет установившихся режимов сети

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

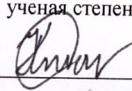
7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель выпускной квалификационной работы:

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 21.03.18


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 157 с., 18 рисунков, 66 таблиц, 6 приложений, 25 источников.

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

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

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

Проект был разработан в операционной системе Windows 7 2018 г. с использованием программ: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office Visio 2013 г., Microsoft Office Excel 2013 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей юга Приморского края	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности юга Приморского края	10
1.2 Характеристика источников питания	12
1.3 Характеристика электрических сетей Приморского края	14
1.4 Расчет установившихся режимов существующей сети	17
1.5 Анализ установившихся режимов существующей сети	22
1.5.1 Анализ загрузки оборудования	22
1.5.2 Анализ напряжений в узлах	25
1.5.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей	27
2 Разработка вариантов включения подстанции Сухановка в электрическую сеть Приморского края	31
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края на 2021 г.	31
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	32
2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Сухановка	36
2.3.1 Выбор номинального напряжения	41
2.3.2 Компенсация реактивной мощности	43
2.3.3 Выбор сечений линий электропередач	44
2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	46
3 Расчет токов короткого замыкания	48
4 Проектирование ПС Сухановка	53
4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	53
4.2 Выбор и проверка выключателей	56
4.3 Выбор и проверка разъединителей	59

4.4	Выбор трансформаторов тока	60
4.5	Выбор трансформаторов напряжения	65
4.6	Выбор шинных конструкций	68
4.6.1	Выбор жесткий шин	68
4.6.2	Выбор гибких шин	69
4.7	Выбор изоляторов	71
4.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	73
4.9	Выбор комплектных распределительных устройств	74
4.10	Выбор аккумуляторных батарей	75
4.11	Выбор высокочастотных заградителей	78
4.12	Разработка заземления и молниезащиты ПС Сухановка	79
4.12.1	Конструктивное исполнение заземления ПС Сухановка и определение его стационарного и импульсного сопротивления	79
4.12.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	82
4.12.3	Выбор и проверка ОПН	83
5	Релейная защита и автоматика	86
5.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети Хасанского района	86
5.2	Релейная защита силового трансформатора	86
5.2.1	Продольная дифференциальная токовая защита	87
5.2.2	Максимальная токовая защита	90
5.2.3	Защита от перегрузки	91
5.2.4	Газовая защита	92
6	Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	94
6.1	Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов	94
6.2	Подготовка исходных данных для расчета	94
6.3	Расчет максимального режима и его анализ	95
6.3.2	Анализ напряжений в узлах	97
6.3.3	Анализ потерь активной и реактивной мощностей	98

6.4 Расчет минимального режима и его анализ	101
6.4.1 Анализ загрузки оборудования	101
6.4.2 Анализ напряжений в узлах	102
6.4.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей	103
6.5 Расчет послеаварийного режима и его анализ	106
6.5.1 Анализ загрузки оборудования	106
6.5.2 Анализ напряжений в узлах	107
6.5.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей	108
7 Экономический расчет	112
7.1 Устанавливаемое оборудование	112
7.2 Капитальные вложения	113
7.3 Расчет амортизационных отчислений	115
7.4 Расчет эксплуатационных затрат	116
8 Безопасность и экологичность	119
8.1 Безопасность	119
8.1.1 Технические мероприятия по предотвращению поражения электрическим током	120
8.1.2 Безопасное ведение монтажных работ на подстанции	126
8.2 Экологичность	128
8.2.1 Расчет габаритов маслоприемника	128
8.2.2 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	131
Заключение	135
Библиографический список	136
Приложение А – Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов	138
Приложение Б – Разработка вариантов включения подстанции	144
Приложение В – Расчет токов короткого замыкания	147
Приложение Г – Разработка заземления и молниезащиты	149
Приложение Д – Релейная защита трансформатора	151
Приложение Е – Экономический расчет	154

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ИП – источник питания;

ВЛ – воздушная линия;

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

РУ – распределительное устройство;

НН – низкая сторона;

ВН – высокая сторона;

ГОСТ – государственный стандарт;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ЭДС – электродвижущая сила;

АТЭЦ – Артемовская теплоэлектростанция;

ВТЭЦ – Владивостокская теплоэлектростанция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Уникальное положение Приморского края, близость к Китаю, Японии, Тайваня, Кореи – позволяет региону стать восточными воротами Российской Федерации. Японское море связывает мощные в экономическом плане страны-соседи.

Несмотря на наличие уже действующих крупных портовых агломераций во Владивостоке, Находке и других городах, было решено построить порт Зарубино максимально близко к транспортным артериям стран-партнёров. Всего в нескольких десятках километров расположены промышленные зоны Китая, Кореи, а чуть дальше – Японии. Порт призван стать стратегическим центром международного транспортного коридора «Приморье».

Перспективы развития морского порта Зарубино связаны со строительством новых и развитием существующих объектов портовой инфраструктуры. В частности, в морском порту Зарубино предполагается строительство перегрузочных комплексов, в том числе терминалов: Зерновой, Контейнерный, Глиноземный и Терминал Накатных грузов. Запланировано довести суммарные объемы перевалки грузов в морском порту до 9 млн тонн, в том числе за счет увеличения обработки накатных грузов (автомобилей и иной техники), рыбопродукции и контейнеров не только в экспортно-импортном направлении, но и для целей транзита с севера на юг КНР или из КНР в Республику Корея.

Электроснабжение потребителей в районе размещения порта Зарубина в настоящее время осуществляется на напряжении 110 кВ.

Ближайшим в порту Зарубино электросетевым объектом является ПС 110 кВ Троица и одноцепная тупиковая ВЛ 110 кВ Славянка – Троица – Краскино, аварийное или ремонтное отключение которой приводит к полному погашению питающей от нее ПС 110 кВ Троица и Краскино.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы выпускной квалификационной работы: развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи с подключением подстанции Сухановка.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в правильном выборе оборудования подстанции, а также разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при её включении, отвечающей современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

К задачам проекта относятся:

- оценка существующего состояния электроснабжения Хасанского района;
- обеспечение выдачи мощности намечаемых генерирующих источников;
- обеспечение электроснабжения новых потребителей.

Пути решения поставленных задач:

- анализ существующих режимов;
- разработка и выбор оптимального варианта, отвечающего требованиям надежности;
- использование современного оборудования.

Проект был разработан в операционной системе Windows 7 2018 г. с использованием программ: Microsoft Office Word 2013 г., Microsoft Office Visio 2013 г., Microsoft Office Excel 2013 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЮГА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности юга Приморского края

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. Приморский край на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей, а на юге и востоке омывается Японским морем. В состав края входят многочисленные острова: Русский, Рикорда, Путятин, Аскольд, Попопа и другие.

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

Во внутренней части Западно-Приморской равнинной области, общая площадь которой – 20% площади края, находится озеро Ханка. Вокруг него располагается одноименная низменность – заболоченные равнинные пространства, разделенные широкими речными долинами. На северном и южном продолжении Ханкайской низменности выделяются Нижне-Бикинская и Раздольненская равнины, образованные долинами крупных рек: Уссури, Бикин, Алчан, Раздольная.

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



Рисунок 1 – Приморский край

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по пляске проводов	умеренный
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-48,8
Среднегодовая температура воздуха, °С	7
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозových часов в год	20-40
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	II

1.2 Характеристика источников питания

Энергосистема Приморского края работает в составе Объединенной энергосистемы Востока, которая работает изолированно от Единой энергосистемы России. В ее состав входят энергосистема Амурской области,

Объединенный энергорайон энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон Якутской энергосистемы.

ЭС, обслуживающая территорию Приморского края, является крупнейшей в ОАС Востока, на ее долю приходится 40,2 % потребления электроэнергии, 32,2 % вырабатываемой электрической энергии.

Централизованным электроснабжением охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

Суммарное потребление электроэнергии по Приморскому краю за отчетный 2015 год составляет 12777 млн кВт.час. при максимуме нагрузки 2263 МВт и при использовании максимальной мощности 5832 час.

Суммарная установленная мощность Приморского края на конец 2015 года составила 2638,2 МВт.

Основными источниками питания рассматриваемого района является Артемовская ТЭЦ 220/110/35 кВ. Владивостокская ТЭЦ-2 220/110/10 кВ.

Установленная мощность Артемовской ТЭЦ на конец 2015 года составляет 400 МВт.

На АТЭЦ-2 установлено 10 трансформаторов:

- автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- 1 двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 5 линейных.

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

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

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

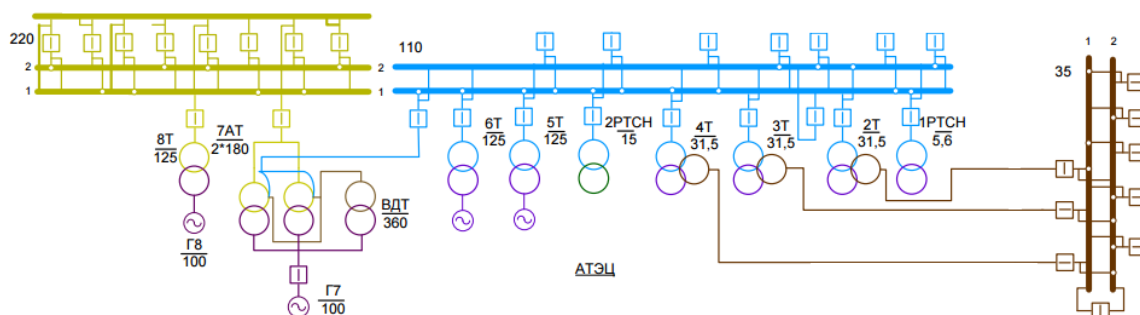


Рисунок 2– Артёмовская ТЭЦ 220/110/35/10 кВ

Артемовская ТЭЦ связана с Владивостокской ТЭЦ-2 по ВЛЭП 220 кВ.

Установленная мощность на Владивостокской ТЭЦ-2 составляет 497 МВт.

На ВТЭЦ-2 установлено 9 трансформаторов:

- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35 кВ;
- двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-32000/110/10 кВ.

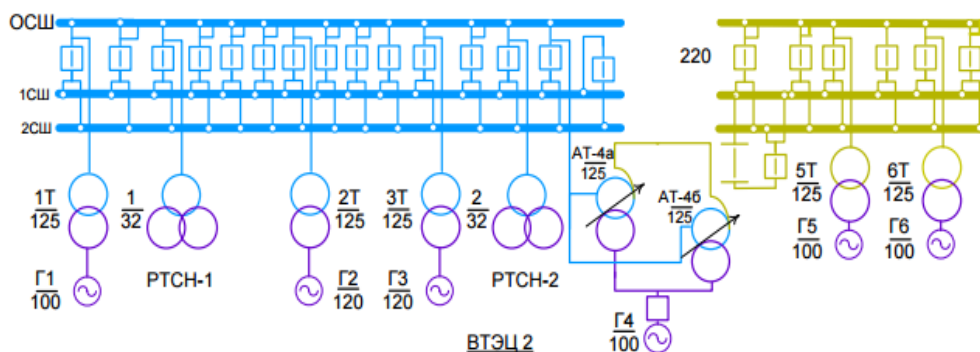


Рисунок 3 – Владивостокская ТЭЦ-2 220/110/10 кВ

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная система шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 3 линейных.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 6 трансформаторных ячеек и 7 линейных.

1.3 Характеристика электрических сетей Приморского края

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная — на напряжении 110-35 кВ.

Сети напряжением 500-220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Приморское предприятие МЭС».

Характерной особенностью электрических сетей 220-500 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции — Приморской ГРЭС на севере вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края.

Распределительные электрические сети напряжением 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6-10 кВ.

Электросетевые объекты 6-10 кВ обслуживаются частично филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

Суммарная протяженность линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) по классам напряжения на 1 января 2016 года представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Суммарная протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
500 кВ	1 070,6	2 505,0
220 кВ	2 334,8	3 832,5
110 кВ	3 176,5	4 767,0
35 кВ	3 402,6	2 164,8

В структурном анализе электрических сетей рассмотрено ЛЭП и ПС напряжением 110-500 кВ в Приморском крае.

Электрическая сеть 220 кВ на данном участке сети по типу является замкнутой и имеет вид магистральной сети, питается от АТЭЦ и ВТЭЦ-2.

В таблице 3 приведена информация по типу присоединения ПС к сети, также схема РУ ПС, число и марки трансформаторов.

Виды РУ:

6Н – Треугольник;

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

7 – Четырехугольник;

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;

4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

Всего ПС 110 кВ в рассматриваемом районе 6, большинство ПС являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходные, узловые и тупиковые.

ПС 220 кВ в районе проектирования 5, все двухтрансформаторные, по виду присоединения к сети аналогично.

Так же в данном районе присутствует ПС 500 кВ – Владивосток. Она является однострансформаторной.

Таблица 3 – Информация по ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Марка трансформатора	Способ присоединения к сети	U, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
ПС Владивосток	1	3хАОДЦТН-167000	Проходная	500	6Н
ПС Аэропорт	1	ТРДН-25000	Узловая	220	5Н
	2	ТРДН-25000			
ПС Волна	1	АТДЦТН-125000	Узловая	220	7
	2	АТДЦТН-125000			
ПС Зеленый угол	1	АТДЦТН-63000	Проходная	220	9
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Патрокл	1	АТДЦТН-63000	Узловая	220	5Н
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Русская	1	АТДЦТН-63000	Узловая	220	5АН
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Кипарисово	1	ТМН-6300	Тупиковая	110	3Н
ПС Шахта-7	1	ТДН-16000	Узловая	110	4Н
	2	ТДН-16000			
ПС Западная	1	ТДТН -40000	Проходная	110	13Н
	2	ТДТН -40000			
ПС Давыдовка	1	ТДТН -25000	Проходная	110	9
	2	ТДТН -25000			
ПС Раздольное 1	1	ТДТН-16000	Проходная	110	3Н
	2	ТДТН-16000			
ПС Пушкинская	1	ТДТН-16000	Узловая	110	5Н
	2	ТДТН-16000			
ПС Кролевцы	1	ТДТН-25000	Тупиковая	110	5АН
	2	ТДТН-25000			

Большинство ЛЭП 220 и 110 кВ являются одноцепными. Многие из линий выполнены не одним сечением и маркой провода, а двумя, что негативно влияет на работу сети, увеличивает потери в линии. В данном районе морской климат, но лишь некоторые ЛЭП выполнены необходимыми марками провода (АСО и АСК), остальные не учитывают специфический климат. Большинство оборудования уже морально и технически устарело и нуждается в замене.

Характеристика ЛЭП 220 кВ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика ЛЭП 220 и 110 кВ

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длина ЛЭП, км
1	2	3
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	A2*S(FL)2Y 1*800/150	1,1
ПС Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/93	19,1
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	АС-300/66	47,7
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	630mmA1/XLPE/CWC/HDPE	2,1
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	АСК-300/66	2,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	АСК-300/66	11,4
ПС Волна – ПС Владивосток	АСО-300/66	53,6
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	АСО-300/66	64,7
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	630mmA1/XLPE/CWC/HDPE	8,0
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	АСК-300/48	0,8
ПС Русская – ПС Патрокл	630mmA1/XLPE/CWC/HDPE	6,7
ПС Русская – ПС Патрокл	3*500 WCLWA	2,2
ПС Зеленый угол – ПС Русская	630mmA1/XLPE/CWC/HDPE	14,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	АСК-300/66	0,8
ПС Зеленый угол – ПС Русская	3*500 медь WCLWA	2,2
АТЭЦ – ПС Шахта-7	АС-240/32	14
ПС Шахта-7 – ПС Западная	АС-240/32	5,4
ПС Шахта-7 – ПС Западная	АС-120/19	0,6
ПС Западная – ПС Кипарисово	АС-120/19	20,1
ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1	АС-120/19	9,1
ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская	АС-150/24	9,2
ПС Пушкинская – ПС Давыдовка	АС-150/24	31,7
ПС Давыдовка – ПС Западная	АС-120/19	4,5
ПС Давыдовка – ПС Западная	АС-240/32	14,9
АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	2,57
АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	2,57
Оп.162 – оп. 128	АС-150/24	7,4
Оп. 163 – оп. 129	АС-150/24	7,6
Оп. 128 – ПС Кролевцы	АС-150/24	1,62
Оп. 129 –Кролевцы	АС-150/24	1,62
Оп.128 – ПС Западная	АС-150/24	27,4
Оп. 129 –ПС Западная	АС-150/24	27,4

1.4 Расчет установившихся режимов существующей сети

Определение параметров рабочего установившегося режима электрической сети (напряжения, тока, потокораспределения, потерь мощности) составляет задачу расчёта режима сети.

При решении задачи проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование

электрической сети. Эта оценка позволяет установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети заданных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Помимо этого, такие расчеты дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу, связано это прежде всего с большим количеством элементов. Поэтому расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ. В данном случае расчет был выполнен в ПВК RastrWin 3.

Линии электропередачи задаются в данной программе с помощью активного, индуктивного сопротивления и проводимостью на землю, которые берутся из каталога и умножаются на длину линии. Трансформаторы помимо сопротивлений каждой ступени напряжения и проводимостей, задаются еще и коэффициентами трансформации.

Перед проведением расчетов нужно подготовить исходные данные. Для этого необходимо составить схему замещения и рассчитать активные и индуктивные сопротивления линий, а также их активные и ёмкостные проводимости. Для трансформаторов определяются активные и индуктивные сопротивления, активные и реактивные проводимости, коэффициенты трансформации.

Для расчета параметров линии используются следующие формулы:

$$R_{л} = r_0 \cdot l, \quad 11 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l, \quad 22 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

l – длина линии, км;

$$B_{л} = b_0 \cdot l, \quad 33 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$G_{л} = g_0 \cdot l, \quad 44 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

Для расчёта параметров трансформатора используем следующие формулы:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}, \quad 55 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad 66 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

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

Коэффициент трансформации:

$$K_{T.B-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad 77 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$K_{T.C-H} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad 88 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

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

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

Расчет параметров ЛЭП и трансформаторов приведен в Приложении А. Полученные результаты представлены в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Параметры линий

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	0,05	0,36	
ПС Аэропорт – АТЭЦ	1,43	8,02	-51,6
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	4,68	20,46	-125,9
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	0,34	1,64	-6
ПС Зеленый угол – ПС Волна	1,12	4,89	-30,1
ПС Волна – ПС Владивосток	5,25	22,99	-141,5
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	6,34	27,76	-170,8
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	0,57	3,14	-3,8
ПС Русская – ПС Патрокл	0,45	2,5	-2,6
ПС Зеленый угол – ПС Русская	0,68	3,96	-4,2
АТЭЦ – ПС Шахта-7	1,68	5,67	-39,34
ПС Шахта-7 – ПС Западная	0,797	2,44	-16,7
ПС Западная – ПС Кипарисово	5	8,58	-53,5
ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1	2,27	3,89	-24,2
ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская	1,82	3,86	-24,8
ПС Пушкинская – ПС Давыдовка	6,27	13,3	-85,5
ПС Давыдовка – ПС Западная	2,909	7,95	-53,84
АТЭЦ – оп.162	0,52	1,09	-7,0
АТЭЦ – оп.163	0,52	1,09	-7,0
оп. 162 – оп.128	1,48	3,15	-20,2
оп. 163 – оп.129	1,48	3,15	-20,2
оп. 128 – ПС Кролевцы	0,32	0,68	-4,4
оп. 129 – ПС Кролевцы	0,32	0,68	-4,4
оп. 128 – ПС Западная	5,42	11,51	-74
оп. 129 – ПС Западная	5,42	11,51	-74

Таблица 6 – Параметры трансформаторов

Трансформатор		R _T , Ом	X _T , Ом	B _T , мкСм	G _T , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}$	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
3*АОТЦТН-167000/500	ВН	0,58	61,1	0,8	0,5	0,46	0,022
	СН	0,39	0	0	0		
	Н	2,9	113,5	0	0		
	Н						
ТРДН-25000/220		5,6	158,7	0,68	0,94	-	0,048
АТДЦТН-125000/220	ВН	0,55	59,2	11,8	1,2	0,526	0,029
	СН	0,48	0	0	0		
	Н	3,2	131	0	0		
	Н						
АТДЦТН-63000/220	ВН	1,4	104	6	0,8	0,526	0,048
	СН	1,4	0	0	0		
	Н	2,8	195,6	0	0		
	Н						
ТМН-6300		14,7	220,4	3,8	0,87	-	0,096
ТДН-16000		4,38	86,7	8,47	1,44	-	0,096
ТДТН-25000	ВН	1,5	56,9	13,23	2,34	0,338	0,096
	СН	1,5	0	0	0		
	Н	1,5	35,7	0	0		
	Н						
ТДТН-16000	ВН	2,6	88,9	12,1	1,73	0,338	0,096
	СН	2,6	0	0	0		
	Н	2,6	52	0	0		
	Н						
ТДТН-40000	ВН	0,8	35,5	18,2	3,25	0,338	0,096
	СН	0,8	0	0	0		
	Н	0,8	22,3	0	0		
	Н						

Был выбран эквивалент сети, это сети 220-110 кВ данного района, а также произведён расчёт режима согласно однолинейной схеме электрической сети и схемы потокораспределения. Так как эквивалент сети представлен сетью 110 кВ необходимо нагрузки трансформаторов ПС привести к напряжению 110 кВ, для этого нужно учесть потери мощности в силовых трансформаторах.

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

$$\Delta P_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \cdot R_T + \Delta P_x, \quad 99 \backslash * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{вн}^2} \cdot X_T + \Delta Q_x, \quad 1010 \backslash * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

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

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

$$\Delta P_T = \frac{S_{нн}^2}{U_6^2} R_{T3} + \frac{S_{сн}^2}{U_6^2} R_{T2} + \frac{S_{вн}^2}{U_6^2} R_{T1} + \Delta P_x, \quad 1111 \backslash * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{нн}^2}{U_6^2} X_{T3} + \frac{S_{сн}^2}{U_6^2} X_{T2} + \frac{S_{вн}^2}{U_6^2} X_{T1} + \Delta Q_x, \quad 1212 \backslash * \text{MERGEFORMAT } ()$$

Были произведены расчеты установившегося режима нормального, а также послеаварийного с учетом отключения линии.

1.5 Анализ установившихся режимов существующей сети

Установившийся режим работы электрической сети является допустимым, если не нарушены ограничения, наложенные на режимные параметры, характеризующие работу сети и отдельных ее элементов, а также требования устойчивости ЭЭС.

Наиболее критичными ограничениями являются: ограничения по загрузке оборудования и по отклонению напряжения от номинальных значений.

1.5.1 Анализ загрузки оборудования

Определить загрузку оборудования можно с использованием встроенных инструментов RastrWin3. Токовая загрузка ЛЭП показана во вкладке Открыть/Ветви/Токовая загрузка ЛЭП.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая нагрузка, %
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	330	33,8
ПС Аэропорт – АТЭЦ	329	30,7
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	145	17,1
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	111	13,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	185	21,9
ПС Волна – ПС Владивосток	259	31,4
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	202	24,6
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Русская – ПС Патрокл	3	0,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	2	0,3
АТЭЦ – ПС Шахта-7	368	48,8
ПС Шахта-7 – ПС Западная	271	36
ПС Западная – ПС Кипарисово	59	12,2
ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1	49	10,1
ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская	80	14,3
ПС Пушкинская – ПС Давыдовка	81	14,5
ПС Давыдовка – ПС Западная	269	55,6
оп.162-163 – АТЭЦ 110 кВ	201	35,9
оп.162-163 – АТЭЦ 110 кВ	201	35,9
оп.162-163 – оп. 128-129	220	39,2
оп.162-163 – оп. 128-129	220	39,2
оп. 128-129 – ПС Кролевцы	47	8,4
оп. 128-129 – ПС Кролевцы	47	8,4
оп. 128-129 – ПС Западная	174	31,1
оп. 128-129 – ПС Западная	174	31,1

Самой загруженной линией является линия «ПС Давыдовка – ПС Западная», значение тока, протекающей по ней составляет 269 А.

Исходя из полученных данных, необходимо проверить токовую загрузку оборудования в послеаварийном режиме. Для этого отключаем самую загруженную линию. Полученные значения токовой загрузки в послеаварийном режиме представлены в таблице 8.

Таблица 8 –Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	342	35
ПС Аэропорт – АТЭЦ	341	31,9
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	142	16,9
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	112	13,3
ПС Зеленый угол – ПС Волна	186	22
ПС Волна – ПС Владивосток	260	31,5
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	203	24,7
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Русская – ПС Патрокл	3	0,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	2	0,3
АТЭЦ – ПС Шахта-7	390	51,7
ПС Шахта-7 – ПС Западная	293	38,9
ПС Западная – ПС Кипарисово	367	75,7
ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1	358	73,7
ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская	396	70,6
ПС Пушкинская – ПС Давыдовка	396	70,8
ПС Давыдовка – ПС Западная	0	0
оп.162-163 – АТЭЦ 110 кВ	216	38,6
оп.162-163 – АТЭЦ 110 кВ	216	38,6
оп.162-163 – оп. 128-129	232	41,3

оп.162-163 – оп. 128-129	232	41,3
оп. 128-129 – ПС Кролевцы	47	8,5
оп. 128-129 – ПС Кролевцы	47	8,5
оп. 128-129 – ПС Западная	186	33,2
оп. 128-129 – ПС Западная	186	33,2

В данном режиме работы самой загруженной линией является «ПС Западная – ПС Кипарисово», протекающий ток составляет 367 А. Значение токовой загрузки является допустимой и равна 75,7 % от допустимого длительного тока.

1.5.2 Анализ напряжений в узлах

Отклонение напряжения в точке передачи электрической энергии не должно превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течении всего времени интервала в одну неделю:

$$\delta U = \frac{U_i - U_{ном}}{U_i}, \quad 1313 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где U_i – расчетное напряжение в узлах, кВ;

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

В режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах электрических станций и НН ПС должны быть не ниже $1,05 - 1,1U_{ном}$. Для послеаварийного режима напряжение на шинах ПС должно быть не ниже $0,9U_{ном}$.

При несоблюдении этих условий на станциях, необходимо выполнить регулирование напряжение путем изменения напряжения на шинах генераторов. Регулирование напряжения на ПС осуществляется путем изменения отпаяк устройств РПН или путем установки дополнительных компенсирующих устройств.

Анализ напряжений в узлах представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Анализ напряжений в исходном установившемся режиме

Наименование ПС	Номинальное е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,62	6,25
Зеленый угол	10	10,75	7,55
Волна	6	5,92	-1,26
Патрокл	10	10,74	7,41
Западная	6	6,4	6,59
Шахта-7	6	6,55	8,4
Кипарисово	10	10,94	8,6
Раздольное-1	10	10,9	8,6
Пушкинская	10	10,9	8,3
Давыдовка	6	6,4	6,3
Кролевцы	6	6,36	5,66

При расчете установившегося исходного режима с помощью регулирования устройствами РПН, отклонение напряжения сохранилось в допустимых пределах, согласно вышеприведенным требованиям.

Таблица 10 – Анализ напряжений в послеаварийном установившемся режиме

Наименование ПС	Номинальное е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	3
Аэропорт	10	10,62	6,25
Зеленый угол	10	10,75	7,55
Продолжение таблицы 10			
1	2	3	4
Волна	6	5,92	-1,26
Патрокл	10	10,74	7,41
Западная	6	6,35	5,78

Шахта-7	6	6,53	8,11
Кипарисово	10	10,36	3,44
Раздольное-1	10	10,23	2,26
Пушкинская	10	10,04	4,35
Давыдовка	6	5,65	-6,13
Кролевцы	6	6,6	10

При расчете установившегося послеаварийного режима с помощью устройств РПН, отклонение напряжения также сохранилось в допустимых пределах, согласно вышеприведенным требованиям.

1.5.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей

Доля потерь активной мощности от вырабатываемой или передаваемой мощности является показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС. Потери электрической энергии, возникающие при её транспортировке могут быть определены в ПВК RastrWin 3.

В нормальном установившемся режиме потери составляют 10,27 МВт. В аварийном режиме данные потери составляют 9,38 МВт.

Таблица 11 – Общий анализ потерь в нормальном установившемся режиме

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
10,27	6,66	1,75	0	1,86

Таблица 12 – Общий анализ потерь в послеаварийном установившемся режиме

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
16,18	12,54	1,78	0	1,86

Потери в обоих режимах находятся в допустимых пределах и составляют 1,178 % и 1,855 % соответственно. Относительные значения потерь электроэнергии при её передаче в электрических сетях не должно превышать 4%, данное требование соблюдается.

В Рисунке 4 и 5 представлены схемы установившихся нормального и послеаварийного режимов рассматриваемой сети.

Рисунок 4 – Схема установившегося нормального режима рассматриваемой сети



Рисунок 5 – Схема установившегося послеаварийного режима рассматриваемой сети

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей Приморского края на 2021 г.

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Приморского края, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края.

Основной проблемой генерирующих мощностей ЭС Приморского края является недостаток маневренной мощности. Несмотря на избыточный баланс ОЭС Востока энергоснабжение отдельных районов Приморского края затруднено в связи с недостатком генерирующих мощностей на юге края и, как следствие, значительной перегруженностью электросетевых объектов распределительного комплекса.

За последние годы в электроэнергетике края наметились положительные тенденции к глобальным преобразованиям: строительство новых объектов генерации и электросетевых объектов, реконструкция и модернизация существующих объектов, изменение топливно-энергетического баланса региона, связанное с переходом на более экономичные и экологичные виды топлива.

Цели развития энергетики Приморского края:

- надежное обеспечение энергоресурсами экономики и населения Приморского края;
- формирование энергетической инфраструктуры, позволяющей встроиться в перспективные энергетические потоки стран АТР;
- повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на территории Приморского края для формирования эффективной развивающейся экономической системы Приморского края.

Задачи развития энергетики Приморского края:

1. Ликвидация дефицита электрической мощности в южной зоне экономической плотности;
2. Модернизация электросетевого хозяйства;
3. Перевод мазутных котельных и дизельных электростанция на газовое и местное (угольное) топливо.
4. Замещение выбывающих мощностей Артемовской ТЭЦ, Владивостокской ТЭЦ-2, Партизанской ГРЭС.

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Параметры состояния электрической сети непрерывно изменяется из-за многих факторов, например, с отключением и включением электроприемников или изменением режима их работы, что приводит к изменению величин нагрузки. Чаще всего наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях. Изменение этого состояния оказывается более определённым и менее резким по мере увеличения ступени напряжения, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Электрические нагрузки снимаются два раза в год – зимой и летом во время контрольных замеров.

Задача данного раздела заключается в прогнозировании электрических нагрузок и определения вероятностных характеристик.

Так как известна только максимальная мощность, а информация по типу потребителей и их ГЭН неизвестна, для расчета примем, что коэффициент летнего снижения равен $K_{л} = 0,85$, а коэффициент заполнения равен: $K_3 = 0,5$. Коэффициент формы при неизвестном ГЭН можно определить по следующей формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{2 \cdot K_3}},$$

1414* MERGEFORMAT ()

где K_3 – коэффициент заполнения.

Средняя активная и реактивная мощности определяются по формуле:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}, \quad 1515 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi, \quad 1616 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где $tg\phi$ – коэффициент реактивной мощности.

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по выражениям:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{\phi}, \quad 1717 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$Q_{эф} = P_{эф} \cdot tg\phi. \quad 1818 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн.} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad 1919 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза, в данном дипломном проекте принимается равным 5 лет.

Рассмотрим пример расчета вероятностных характеристик и прогнозирование нагрузок в зимний период для ПС Сухановка 110 кВ.

Коэффициент формы при неизвестном ГЭН:

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

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = 76 \cdot 0,5 = 38 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 38 \cdot 0,4 = 15,2 \text{ Мвар}.$$

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности:

$$P_{эф} = 38 \cdot 1,155 = 43,9 \text{ МВт};$$

$$Q_{эф} = 43,9 \cdot 0,4 = 17,6 \text{ Мвар.}$$

Прогноз нагрузки:

$$P_{ср}^{прогн.} = 38 \cdot (1 + 0,038)^5 = 45,8 \text{ МВт,}$$

$$Q_{ср}^{прогн.} = 15,2 \cdot (1 + 0,038)^5 = 18,3 \text{ Мвар,}$$

$$P_{эф}^{прогн.} = 43,9 \cdot (1 + 0,038)^5 = 52,9 \text{ МВт,}$$

$$Q_{эф}^{прогн.} = 17,6 \cdot (1 + 0,038)^5 = 21,2 \text{ Мвар,}$$

$$P_{max}^{прогн.} = 76 \cdot (1 + 0,038)^5 = 91,6 \text{ МВт,}$$

$$Q_{max}^{прогн.} = 30,4 \cdot (1 + 0,038)^5 = 36,6 \text{ Мвар.}$$

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

Расчет вероятностных характеристик производится в программе «Расчет нагрузок», полученные значения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Аэропорт 10 кВ	Зима	0,80	0,93	0,96	0,32	0,37	0,38
	Лето	0,70	0,81	0,84	0,28	0,32	0,34
АТЭЦ 220 кВ	Зима	7,70	8,91	9,24	3,08	3,56	3,70
	Лето	6,50	7,52	7,80	2,60	3,01	3,12
АТЭЦ 110 кВ	Зима	135,70	157,00	162,84	54,28	62,80	65,14
	Лето	115,30	133,40	138,36	46,12	53,36	55,34
ВТЭЦ-2 110 кВ	Зима	140,00	161,98	168,00	56,00	64,79	67,20
	Лето	70,00	80,99	84,00	28,00	32,40	33,60
Зеленый угол 110 кВ	Зима	28,00	32,40	33,60	11,20	12,96	13,44
	Лето	23,80	27,54	28,56	9,52	11,01	11,42
Зеленый угол 10 кВ	Зима	0,20	0,23	0,24	0,08	0,09	0,10
	Лето	0,20	0,23	0,24	0,08	0,09	0,10

Волна 110 кВ	Зима	45,90	53,11	55,08	18,36	21,24	22,03
	Лето	39,00	45,12	46,80	15,60	18,05	18,72

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8
Волна 6 кВ	Зима	13,00	15,04	15,60	5,20	6,02	6,24
	Лето	11,10	12,84	13,32	4,44	5,14	5,33
Патрокл 10 кВ	Зима	1,10	1,27	1,32	0,44	0,51	0,53
	Лето	0,90	1,04	1,08	0,36	0,42	0,43
Русская 35 кВ	Зима	1,90	2,20	2,28	0,76	0,88	0,91
	Лето	1,60	1,85	1,92	0,64	0,74	0,77
Сухановка 110 кВ	Зима	50,00	57,85	60,00	20,00	23,14	24,00
	Лето	42,50	49,17	51,00	17,00	19,67	20,40
Сухановка 10 кВ	Зима	10	11,57	12,00	4,00	4,63	4,80
	Лето	8,5	9,83	10,20	3,40	3,93	4,08
Сухановка 220 кВ	Зима	50	57,85	60,00	20,00	23,14	24,00
	Лето	42,5	49,17	51,00	17,00	19,67	20,40

Расчет прогнозируемых вероятностных характеристик также производится в программе «Расчет нагрузок».

Таблица 14 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8
Аэропорт 10 кВ	Зима	0,96	1,12	1,16	0,39	0,45	0,46
	Лето	0,84	0,98	1,01	0,34	0,39	0,40
АТЭЦ 220 кВ	Зима	9,28	10,74	11,13	3,71	4,29	4,45
	Лето	7,83	9,06	9,40	3,13	3,62	3,76
АТЭЦ 110 кВ	Зима	163,52	189,19	196,22	65,41	75,68	78,49
	Лето	138,94	160,75	166,72	55,57	64,30	66,69
ВТЭЦ-2 110 кВ	Зима	168,70	195,19	202,44	67,48	78,07	80,98

	Лето	84,35	97,59	101,22	33,74	39,04	40,49

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
Зеленый угол 110 кВ	Зима	33,74	39,04	40,49	13,50	15,61	16,20
	Лето	28,68	33,18	34,41	11,47	13,27	13,77
Зеленый угол 10 кВ	Зима	0,24	0,28	0,29	0,10	0,11	0,12
	Лето	0,24	0,28	0,29	0,10	0,11	0,12
Волна 110 кВ	Зима	55,31	63,99	66,37	22,12	25,60	26,55
	Лето	46,99	54,37	56,39	18,80	21,75	22,56
Волна 6 кВ	Зима	15,66	18,12	18,80	6,27	7,25	7,52
	Лето	13,38	15,48	16,05	5,35	6,19	6,42
Патрокл 10 кВ	Зима	1,33	1,53	1,59	0,53	0,61	0,64
	Лето	1,08	1,25	1,30	0,43	0,50	0,52
Русская 35 кВ	Зима	2,29	2,65	2,75	0,92	1,06	1,10
	Лето	1,93	2,23	2,31	0,77	0,89	0,93
Сухановка 110 кВ	Зима	60,25	69,71	72,30	24,10	27,88	28,92
	Лето	51,21	59,25	61,45	20,48	23,70	24,58
Сухановка 10 кВ	Зима	12,05	13,94	14,46	4,82	5,58	5,78
	Лето	10,24	11,85	12,29	4,10	4,74	4,92
Сухановка 220 кВ	Зима	60,25	69,71	72,30	24,10	27,88	28,92
	Лето	51,21	59,25	61,45	20,48	23,70	24,58

2.3 Разработка оптимального варианта конфигурации электрической сети при включении ПС Сухановка

Схемы электрических сетей должны обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей с минимальными затратами.

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

1) в замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения. Кольцевые сети более надежные и удобные в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутый вариант сетей более прост в исполнении и имеет меньший уровень потерь, но менее надежен.

2) повышение надежности питания ПС «Сухановка», которая предназначена для электроснабжения потребителя первой категории. Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб и т.д. Отсюда необходимость обеспечения потребителя электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

При выборе РУ ПС необходимо учитывать число подходящих линий к ПС и класс номинального напряжения. Для этого необходимо выбрать более упрощенные схемы ПС, с наименьшим числом выключателей.

Исходя из этих требований и от количества присоединений на высокой стороне узловой подстанции, ОРУ можно выполнить по схеме «Одна рабочая секционированная с выключателем и обходная системы шин».

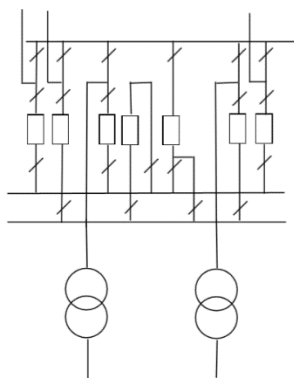


Рисунок 6 – Одна рабочая секционированная с выключателем и обходная системы шин

Исходя из этого, составляем четыре упрощенных вариантов развития сети, которые приведены на рисунках 5-6.

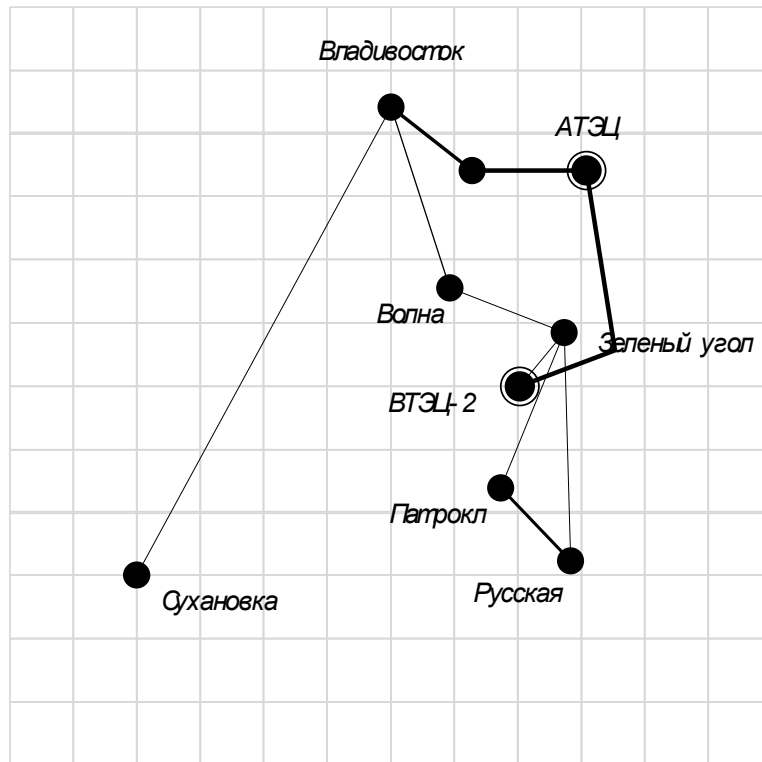
По качественному анализу из четырех имеющихся вариантов необходимо выбрать две конкурентоспособные схемы, которые должны быть простыми в своем исполнении, более экономичными, обеспечивающими наибольшую надежность электроснабжения потребителей и удобство диспетчерского управления.

В таблице 15 представлены суммарные длины линий каждой из схем и соответствующие им число выключателей.

Таблица 15 – Суммарные длины линий и количество выключателей в разработанных схемах

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	280	9
2	311	9
3	390	9
4	359	9

ВАРИАНТ s 1



ВАРИАНТ s 2

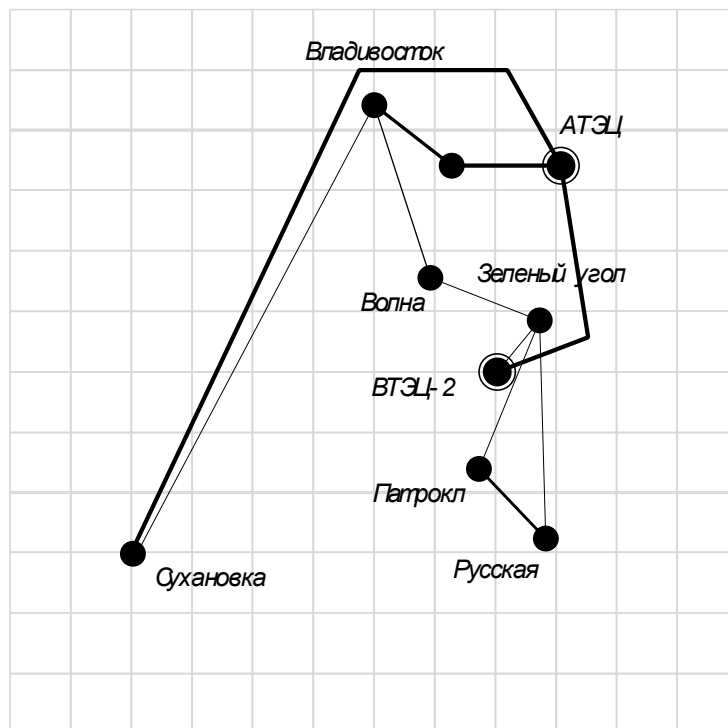
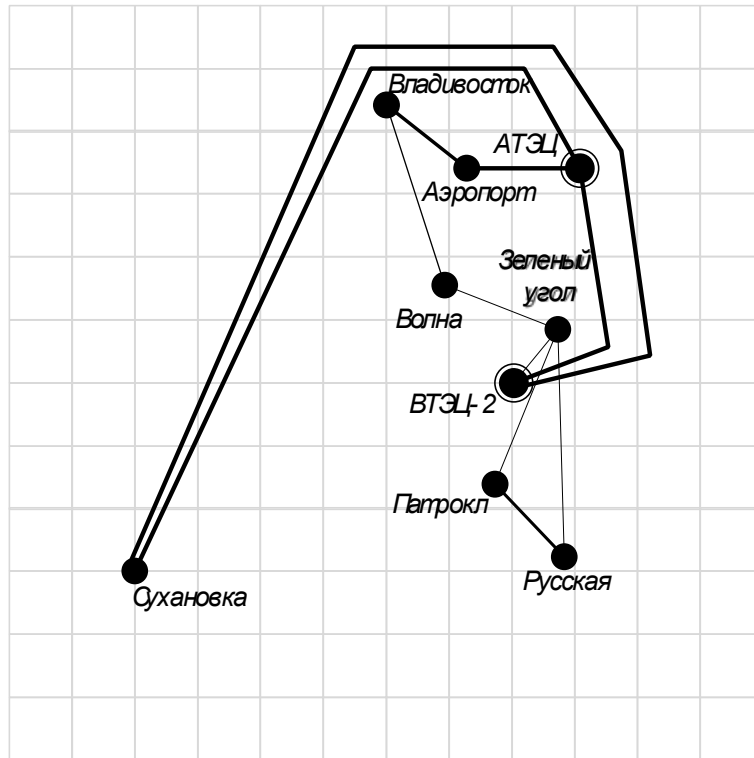


Рисунок 7 – Варианты сети №1 и №2

ВАРИАНТ s 3



ВАРИАНТ s 4

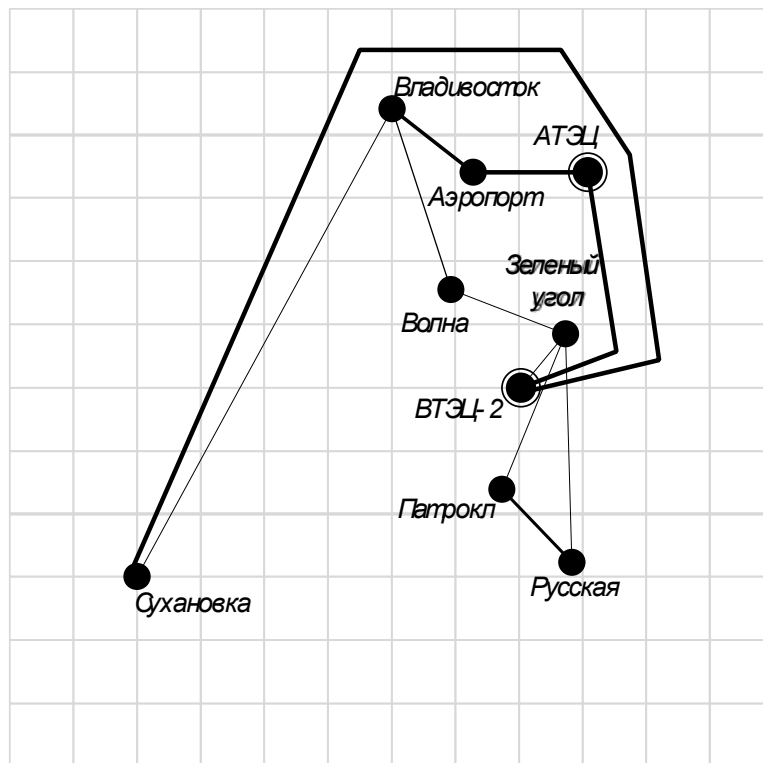


Рисунок 8 – Варианты сети №3 и №4

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

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

Все четыре варианта имеют одинаковое количество выключателей, но наименьшую суммарную длины имеет вариант №1 и вариант №2.

2.3.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение оказывает большое влияние на технико-экономические показатели и технические характеристики электрической сети. При повышении номинального значения напряжения происходит снижение сечения проводов, снижение потерь мощности, снижение эксплуатационных издержек. Но при этом растут капитальные затраты на сооружение распределительных устройств подстанций и линий.

Активная мощность, протекающая по линии, как и длина, являются основными показателями, определяющими величину номинального напряжения. Ориентировочно номинальное напряжение можно выбрать по эмпирическому расчетному выражению.

Для двух вариантов схем рассчитываются напряжения сети. Для этого используем формулу Илларионова, которая применима для классов напряжения 35 кВ и выше:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}},$$

2020* MERGEFORMAT ()

где l_{ij} – длина линии, км;

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

Поток мощности на головном участке:

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

2121* MERGEFORMAT ()

где P_i – мощность подстанции, МВт;

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

Так же выбор номинального напряжения производится по номограмме.

Для варианта №1 по номограмме выбираем номинальное напряжение 220 кВ для линии «ПС Сухановка – ПС Владивосток», при потоке мощности на линии 159,06 МВт и длине линии 280 км в двухцепном исполнении.

Для варианта №2 по номограмме выбираем номинальное напряжение 220 кВ для линий «ПС Сухановка – ПС Владивосток» и «ПС Сухановка – АТЭЦ», при потоке мощности 87,6 МВт и 71,6 МВт соответственно и при длине линий 140 км и 171 км соответственно в одноцепном исполнении.

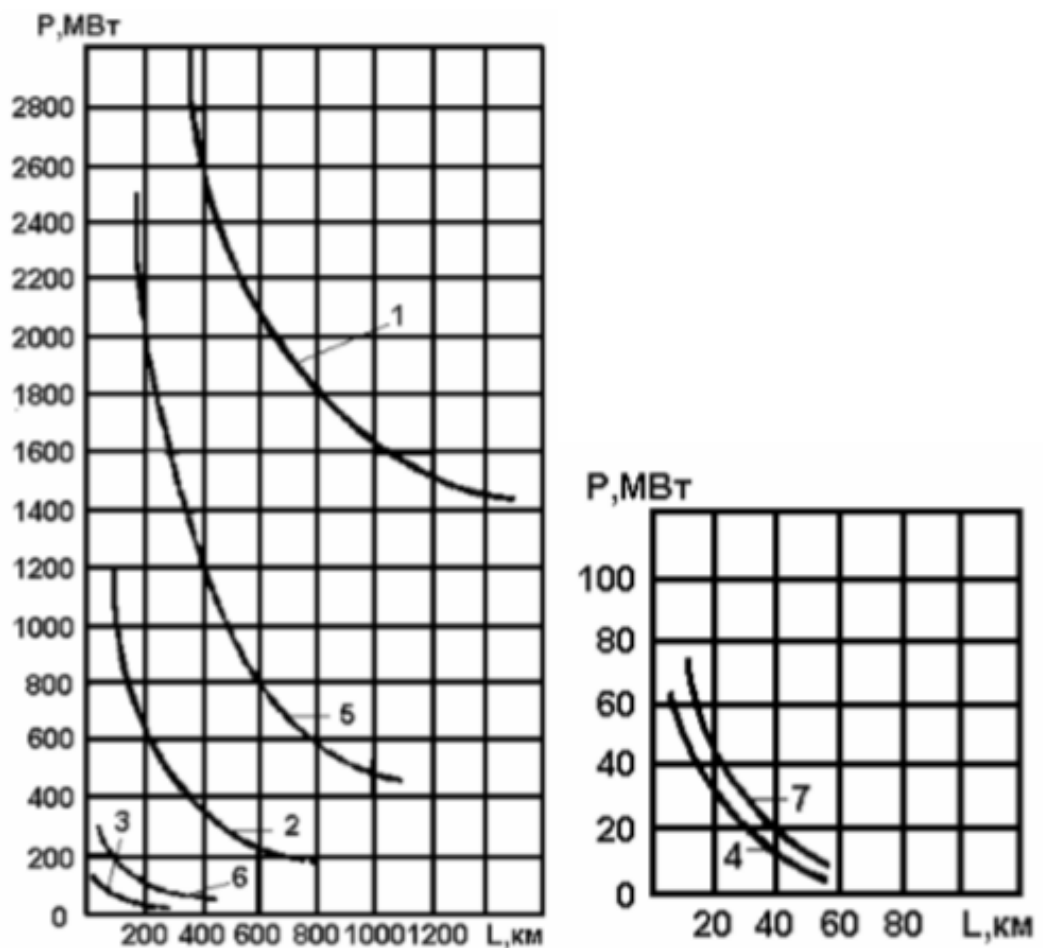


Рисунок 9 – Номограмма

2.3.2 Компенсация реактивной мощности

Генераторы электростанции являются основными источниками реактивной мощности. В электрических сетях также применяют дополнительные источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ являются конденсаторные батареи, которые устанавливаются на подстанциях потребителей. Для каждого узла системы определяется реактивная мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла, основываясь на специальные расчеты распределения реактивной мощности.

Реактивная мощность генерируется не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах, таких как: статические конденсаторы или синхронные компенсаторы. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

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

$$Q_{KV} = \frac{(Q_{max} - P_{max} \cdot tg\phi_{пред.})}{n_{с.ш.}}, \quad 2222 \setminus * MERGEFORMAT ()$$

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

$n_{с.ш.}$ – число секций шин.

Расчетная нагрузка компенсирующий устройств:

$$Q_{KV}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{KV}^{ном}, \quad 2323 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

n – количество БК.

Нескомпенсированная мощность определяется по формуле:

$$Q_{нескij} = Q_{max j} - Q_{KVj}, \quad 2424 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

2.3.3 Выбор сечений линий электропередач

Важнейшим параметром линии является сечение провода. С увеличением сечения провода уменьшаются потери электроэнергии и их стоимости за год. Одновременно с этим увеличивается затраты на ее сооружение и отчисления от них.

В дипломном проекте сечение проводов ВОЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max}, \quad 2525 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

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

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{нескij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad 2626 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Где P_{ij} – поток максимальной активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{нескij}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности в зимний период, МВар.

Поскольку расчет компенсации реактивной мощности не проводился, то $Q_{неск} = Q_{max}$.

Выполним выбор сечения провода для варианта включения №1.

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max. \text{Сухановка- Владивосток}} = \frac{\sqrt{159,06^2 + 63,62^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,225 \text{ кА};$$

Расчетное значение тока:

$$I_{P. \text{Сухановка- Владивосток}} = 1,2 \cdot 0,225 = 0,27 \text{ кА}.$$

Так как в упрощенной схеме потоки мощности по линиям не в полной мере соответствуют действительным, а рассчитаны с некоторыми погрешностями, то для более верного определения сечения проектируемой линии воспользуемся расчетом электрического режима. Предварительно зададимся сечением ВЛ «ПС Сухановка – ПС Владивосток» равным 400 мм². При расчете послеаварийного режима получаем значение расчетного значения тока, текущего по линии, равное 0.464 кА. Предельно-допустимый ток для данного значения равен 0,860 кА. Проверка прошла успешно. Выбираем провод АС-400/93.

Выбор сечения провода для варианта включения №2.

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max. \text{Сухановка- Владивосток}} = \frac{\sqrt{87,46^2 + 34,98^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,247 \text{ кА}.$$

$$I_{\max. \text{Сухановка- АТЭЦ}} = \frac{\sqrt{71,6^2 + 28,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,202 \text{ кА.}$$

Расчетное значение тока:

$$I_{P. \text{Сухановка- Владивосток}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,247 = 0,297 \text{ кА.}$$

$$I_{P. \text{Сухановка- АТЭЦ}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,202 = 0,243 \text{ кА.}$$

Для ВЛ «ПС Сухановка – ПС Владивосток» «ПС Сухановка – АТЭЦ» и предварительно выбираем сечение 400 мм² и 500 мм² соответственно. После расчета послеаварийного режима получаем расчетные значения тока 0,461 кА и 0,502 кА соответственно. Для сечения 400 мм² предельно-допустимый ток равен 0,86 кА, для сечения 500 мм² предельно-допустимый ток равен 0,945 кА. Проверка прошла успешно.

Для ВЛ «ПС Сухановка – ПС Владивосток» выбираем марку провода АС-400/64. Для ВЛ «ПС Сухановка – АТЭЦ» выбираем марку АС-500/64.

2.3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигают при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки.

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{n \cdot K_з}, \quad 2727 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

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

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_з$ – коэффициент загрузки.

$$S_{P.Сухановка} = \frac{\sqrt{72,3^2 + 28,92^2}}{2 \cdot 0,7} = 55,61 \text{ МВА};$$

Округляем полученное значение мощности до ближайшего номинального значения мощности трансформатора. Примем к установке трансформатор марки АТДЦТН – 63000/220/110.

После выбора трансформатора необходимо провести проверку по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_з^{норм.} = \frac{\sqrt{P_{ср.з.і}^2 + Q_{неск.з.і}^2}}{n \cdot S_{Tr}^{ном}}, \quad 2828 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

$$K_з^{норм.} = \frac{\sqrt{72,3^2 + 28,9^2}}{2 \cdot 63} = 0,618$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,8. Коэффициент загрузки выбранного трансформатора удовлетворяет норме.

В послеаварийном режиме предполагается, что один из трансформаторов отключен.

$$K_3^{n.авар.} = \frac{\sqrt{P_{ср.з.и}^2 + Q_{неск.з.и}^2}}{(n-1) \cdot S_{Tp}^{ном}} \leq 1,5$$

2929* MERGEFORMAT ()

$$K_3^{n.авар.} = \frac{\sqrt{72,3^2 + 28,9^2}}{63} = 1,236 \leq 1,5$$

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания.

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

Расчет токов КЗ производится с помощью ПК RastrWin 3.0.

Для начала необходимо определить данные генераторов на станциях.

Каталожные данные генераторов для АТЭЦ представлены в таблице:

Таблица 16 – Каталожные данные генераторов

Марка	Кол-во	$S_{ном}$, МВА	$P_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	$\cos\phi$	Сопротивления, о.е.			E'' , о.е.
						X_d''	X_2	X_0	
Артемовская ТЭЦ									
ТВФ-100-2	2	125	100	10,5	0,8	0,191	0,234	0,097	1,12
ТВФ-120-2	2	150	120	10,5	0,8	0,189	0,269	0,115	1,12
Владивостокская ТЭЦ-2									
ТВФ-100-2	4	125	100	10,5	0,8	0,191	0,234	0,097	1,12
ТВФ-120-2	2	150	120	10,5	0,8	0,189	0,269	0,115	1,12

Необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора:

$$X_G = \frac{X_d'' \cdot U_{ном}^2}{S_n},$$

3030* MERGEFORMAT ()

где X_d'' – продольное сверхпереходное сопротивление, о.е.;

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

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

В качестве примера рассчитаем сопротивления генератора ТВФ-100-2, расположенный на АТЭЦ:

$$X_{Г.АТЭЦ100} = \frac{0,191 \cdot 10,5^2}{125} = 0,168 \text{ Ом.}$$

Аналогичным образом находим реактивные последовательности обратной и нулевой последовательностей:

$$X_{Г.АТЭЦ100} = \frac{0,234 \cdot 10,5^2}{125} = 0,206 \text{ Ом,}$$

$$X_{Г.АТЭЦ100} = \frac{0,097 \cdot 10,5^2}{125} = 0,086 \text{ Ом.}$$

ЭДС генератора определяется по формуле:

$$E_G = E'' \cdot U_{ном},$$

3131* MERGEFORMAT ()

где E'' – сверхпереходное ЭДС генератора.

$$E_{Г.АТЭЦ100} = 1,12 \cdot 10,5 = 11,75 \text{ кВ.}$$

Более подробный расчет выполнен в Приложении В.

Результаты занесены в таблицу 17.

Таблица 17 – Исходные данные генераторов

Марка	Сопротивления, Ом			E , кВ
	X	X_2	X_0	
Артемовская ТЭЦ				
ТВФ-100-2	0,168	0,206	0,086	11,76
ТВФ-120-2	0,167	0,237	0,101	11,76
Владивостокская ТЭЦ-2				
ТВФ-100-2	0,168	0,206	0,086	11,76
ТВФ-120-2	0,167	0,237	0,101	11,76

Для учета подпитки от нагрузки необходимо ввести генераторы и сопротивления нагрузок.

Определяем реактивные сопротивления прямой последовательности нагрузок:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{нагр}}, \quad 3232 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Где $U_{ном}$ – номинальное напряжение из среднего ряла, кВ;

$S_{нагр}$ – полная мощность нагрузки, МВА.

ЭДС нагрузки определяется по формуле:

$$E_H = 0,85 \cdot U_{ном}, \quad 3333 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

В качестве примера рассчитает реактивные сопротивления нагрузки и ЭДС на ПС Аэропорт:

$$X_{H.Аэропорт} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{\sqrt{1,9^2 + 0,8^2}} = 18,718 \quad \text{Ом,}$$

$$E_{H.Аэропорт} = 0,85 \cdot 10,5 = 8,925 \quad \text{кВ.}$$

Подробный расчет представлен в Приложении В.

Таблица 18 – Исходные данные для учета подпитки от нагрузки

Название	X , Ом	X_2 , Ом	E , кВ
Аэропорт 10 кВ	18.72	18.72	8,93
АТЭЦ 220 кВ	933.58	933.58	195,50
АТЭЦ 110 кВ	13.14	13.14	97,75
ВТЭЦ-2 110 кВ	12.74	12.74	97,75
Зеленый угол 110 кВ	63.67	63.67	97,75
Зеленый угол 10 кВ	71.66	71.66	8,93
Волна 110 кВ	38.89	38.89	97,75
Волна 6 кВ	0.41	0.41	5.36
Патрокл 10 кВ	13.24	13.24	8.93
Русская 35 кв	97.01	97.01	31.45
Сухановка 110 кВ	29.72	29.72	97.75

Далее определяются реактивные сопротивления нулевой последовательности для линии.

Таблица 19 – Сопротивления нулевой последовательности для линий

Участок сети	X_0 , Ом
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	1,08
ПС Аэропорт – АТЭЦ	24,06
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	61,38
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	4,92
ПС Зеленый угол – ПС Волна	14,67
ПС Волна – ПС Владивосток	68,97
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	83,28
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	9,42
ПС Русская – ПС Патрокл	7,5
ПС Зеленый угол – ПС Русская	11,88
ПС Сухановка – ПС Владивосток	180,18

Таблица 20 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	Однофазное	Двухфазное	Трехфазное
Сухановка 220 кВ	0,6	0,89	1,79
Сухановка 110 кВ	0,85	1,07	2,14
Сухановка 10 кВ	6,88	6,88	13,78

Ударный ток на находим по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{I\partial 0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right), \quad 3434 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

Где T_a – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ ($T_a = 0,03$).

Ударный ток на высокой стороне ПС «Сухановка» находим по следующей формуле:

$$i_{y\partial.BH} = \sqrt{2} \cdot I_{I\partial 0.BH} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aBH}}}\right), \quad 3535 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$i_{y\partial.BH} = \sqrt{2} \cdot 1,79 \cdot (1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}) = 4.345 \text{ кА.}$$

Рассчитанные значения ударных токов на других сторонах рассчитываются аналогично. Результаты сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Значения ударных токов КЗ на ПС «Сухановка»

	ВН	СН	НН
$i_{y\partial}$, кА	4,345	5,588	35,984

Мощность короткого замыкания в начальный момент короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{I0} . \quad 3636 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

В таблице 22 приведены значения мощности КЗ на ПС «Сухановка».

Таблица 22 – Значения мощности КЗ в начальный момент времени на ПС «Сухановка»

	ВН	СН	НН
S_{K3} , МВА	713.08	426.26	250.61

Более подробные расчеты приведены в приложении В.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС СУХАНОВКА

4.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин». В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены.

Секции в этом случае параллельны. Выключатель QO может заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести следующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной системы шин, отключить QO, включить QSO, включить QO, отключить выключатель Q1, отключить разъединители QS1 и QS2. После указанных операций линия получает питание через обходную систему шин и выключатель QO от первой секции. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они связаны с большим количеством переключений.

Секции в этом случае параллельны. Выключатель QO может заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести следующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной системы шин, отключить QO, включить QSO, включить QO, отключить выключатель Q1, отключить разъединители QS1 и QS2. После указанных операций линия получает питание через обходную систему шин и выключатель QO от первой секции. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они связаны с большим количеством переключений.

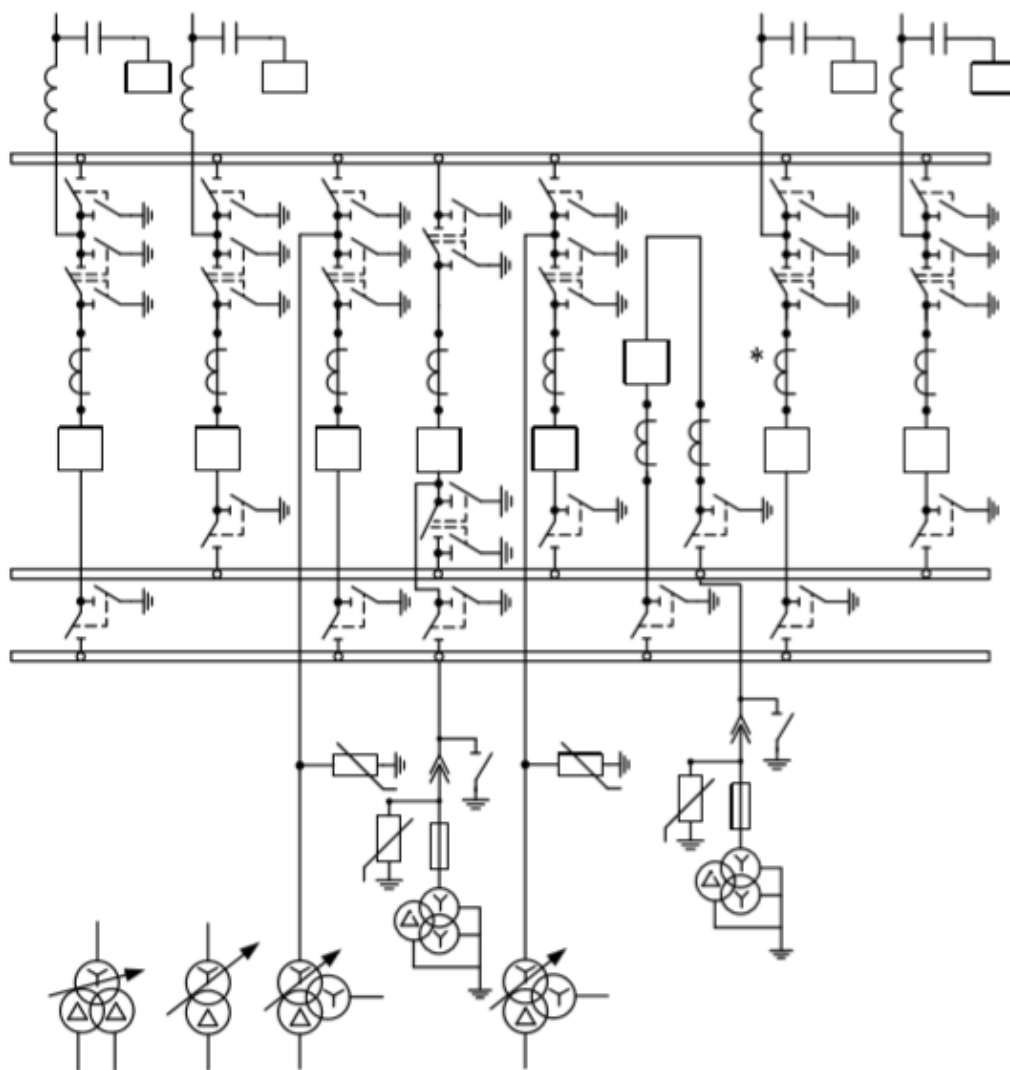


Рисунок 10 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

Для стороны среднего напряжения ПС «Сухановка» также используется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является «Схема с одной системой сборных шин» с разделением сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания. На подстанциях промышленных предприятий секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен в целях ограничения токов КЗ.

Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает

стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать.

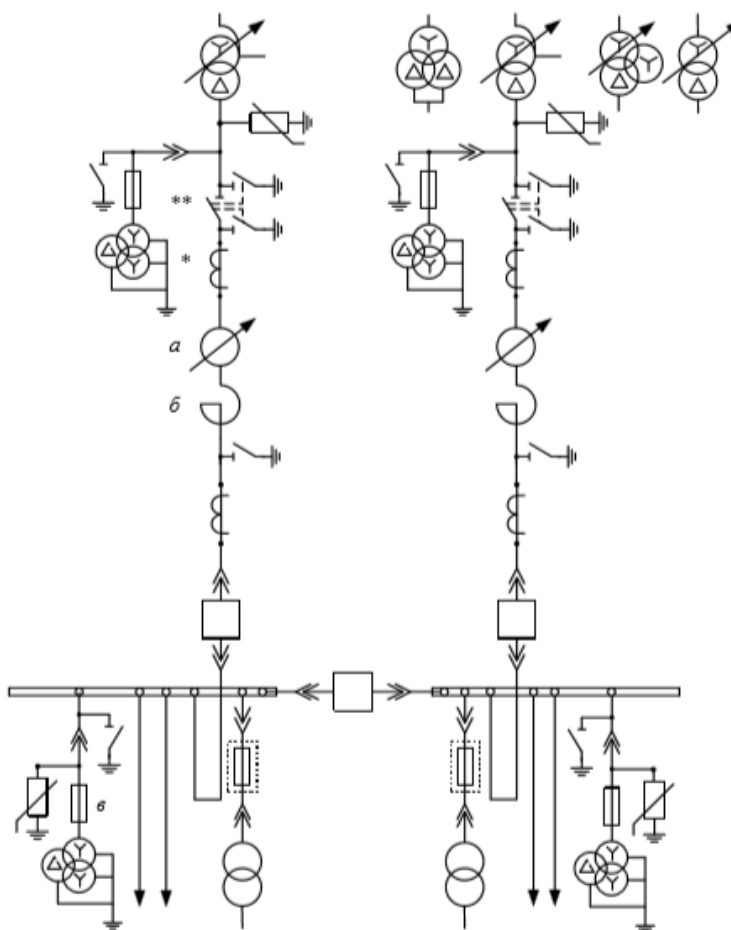


Рисунок 11 – Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т.е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервированные по сети, отключаются на все время ремонта. В этом режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

4.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это аппарат, служащий для включения и отключения цепей высокого напряжения в любых режимах.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть элегазовыми, вакуумными, электромагнитными и т.д.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- по напряжению установки:

$$U_{ном} = U_{уст} ; \quad 3737 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

- роду тока и его величине:

$$I_{ном} \geq I_{норм.расч} ; \quad 3838 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

- конструктивному исполнению;

- коммутационной способности:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П0} , \quad 3939 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

- включаемому току:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} , \quad 4040 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

- термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k , \quad 4141 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

- постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_{а.ном} \geq T_a . \quad 4242 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Рассмотрим порядок выбора выключателя на стороне 220 кВ.

Проверка на термическую устойчивость выключателя:

$$B_k = 1,79^2 \cdot (2,5 + 0,027) = 8,193 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{\text{откл}}, \quad 4343 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 45 = 36,63 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{mp}}}{U \cdot \sqrt{3}}, \quad 4444 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$I_{\text{max p}} = \frac{63000}{220 \cdot \sqrt{3}} = 165,33 \text{ А.}$$

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГУ-220П*-45/3150 У1. Выключатель данной серии предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Тип привода – пневматический.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей на стороне 220 кВ представлено в таблице

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для стороны 200 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{pmax}} = 165,33 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 4,345 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_K = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,193 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 1,79 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 1,79 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$

$i_{\text{АНОМ}} = 36,633 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 0,343 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$
---------------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГУ-110П*-40/3150 У1, оснащенный пневматическим приводом. Расчет аналогичный.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных на стороне 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 330,66 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,588 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 11,838 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,14 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,14 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 26,28 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 1,113 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично предыдущему. Для ячеек серии К-105 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/3150. Сравнение расчетных и каталожных данных для вводного выключателя и секционного выключателя 10 кВ представлены в таблицах

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 2645,2 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 35,984 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 489,912 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 13,78 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 13,78 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклНОМ}}$

$i_{\text{АНОМ}} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 7,169 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$
---------------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 2645,2 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 35,984 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 489,912 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,78 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,78 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 28,284 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 7,169 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На стороне ВН выбираем разъединители РНДЗ.1-220/1000 УХЛ1 и РДЗ.2-220/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

На стороне СН выбираем разъединители РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Расчёты для $I_{\text{р}}$ и $B_{\text{к}}$ берём те же что и для выключателя.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблицах 27 и 28.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220$ кВ	$U_p = 220$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{pMAX} = 165,33$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 4,345$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$B_K = 4800$ кА ² с	$B_K = 8,193$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 1600$ кА ² с	$B_K = 8,193$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{pMAX} = 330,66$ А	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 5,588$ кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$B_K = 3964$ кА ² с	$B_K = 11,838$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 992,25$ кА ² с	$B_K = 11,838$ кА ² с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

4.4 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

4545* MERGEFORMAT ()

Где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2, \quad 4646 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}. \quad 4747 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пров} = R_{пров}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 29 .

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	3	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	3	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	3	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 и 110 кВ					
Амперметр	15	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	15	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	15	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Счетчик комплексный	15	ION - 8600	7,5	7,5	7,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	7	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5

Ваттметр	7	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Продолжение таблицы 29					
1	2	3	4	5	6
Варметр	7	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	7	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			32,5	32,5	32,5

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счётчики PowerLogic® ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq \Sigma(Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}), \quad 4848 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad 4949 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}, \quad 5050 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Где $r_{пр}$ – сопротивление проводов;

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2},$$

5151* MERGEFORMAT ()

Где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{32,5}{5^2} = 1,3 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{пр}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}},$$

5252* MERGEFORMAT ()

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

ρ – удельное сопротивление материала (для меди $\rho = 0,0175$).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2.$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

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

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

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}},$$

5353* MERGEFORMAT ()

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

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 0,7 + 0,05 = 2,05 \text{ Ом.}$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТГФ-220У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 158,14 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2ном} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2ном}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 4,345 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_K = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,193 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$

Расчет для стороны СН и НН аналогичен, сравнение каталожных данных ТТ приведены в таблицах 32 и 33.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-21-У2.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 316,28 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2ном} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2ном}$
$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,588 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,838 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_p = 3463,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$S_{2ном} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 6 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,98 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 489,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \leq B_k$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad 5454 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме «разомкнутый треугольник». Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливаются 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток

напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

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

На сторону ВН и СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 (110) УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 220 и 110 кВ			
Вольтметр	4	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	4	ЦП 8501/17	10
Варметр	15	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	15	СЕ 304	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	7	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	7	СЕ 304	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

5555* MERGEFORMAT ()

$$S_p = \sqrt{128^2 + 96^2} = 160 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах 35, 36, 37.

Таблица 35 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 53 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_p = 53 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_P = 53 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

4.6 Выбор шинных конструкций

4.6.1 Выбор жесткий шин

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

Номинальный ток:

$$I_{p.\max} = 900 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые шины размером 80*10 мм с допустимым током

$$I_{\text{доп.ном}} = 2900 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп.л}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{доп}} - Q_o}{Q_{\text{доп}} - Q_{\text{норм}}}}, \quad 5656 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$I_{\text{доп.л}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 2090 \text{ кА.}$$

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{доп.л}}. \quad 5757 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad 5858 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{489,91 \cdot 10^6}}{88} = 251,5 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < q_{\text{станд}}. \quad 5959 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad 6060 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Где l – длина пролета между изоляторами, м;

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

q – поперечное сечение шины, см⁴.

$$J = \frac{8^3}{12} = 42,7 \quad \text{см}^4.$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278 \quad \text{Гц.}$$

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АДЗ1Т = 90 МПа), определим расчётное напряжение:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд3}}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad 6161 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

Где W_a – момент сопротивления шины, см³;

l – длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \quad \text{см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{35984^2 \cdot 1,2^2}{10,7} = 3,018 \quad \text{Мпа.}$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{дон}} = 90$ Мпа, можно сказать, что шины механически прочны.

4.6.2 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ

6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

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

На стороне высокого и среднего напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 240/19, допустимый ток которых $I_{дон} = 900$ А.

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

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

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad 6262 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad 6363 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad 6464 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad 6565 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2,$$

$$20,9 \leq 30,8.$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

4.7 Выбор изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad 6666 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad 6767 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

На стороне 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 16-220-46-2 УХЛ1.
На стороне 110 кВ выбираем изоляторы ОСК 6-110-24-3 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad 6868 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4345^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 33,38 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad 6969 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + \frac{100}{2}}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч} = 33,38Н \leq F_{доп} = 3750Н$$

Таким образом, ИО-10-3,75 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке. Выбираем проходной изолятор ИПК 10/1000-IV/II-A УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250Н;$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{35984^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,14 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 1140Н \leq F_{доп} = 3750Н$$

Таким образом, ИПК 10/1000-IV/II-A УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно

учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице

Таблица 38 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

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

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad 7070 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

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

4.9 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-105, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 2000-3150 А.

Таблица 39 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-105

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	3150
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	40
Тип выключателя	ВВЭ-М
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь

небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

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

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad 7171 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

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

В режиме постоянного подзаряда:

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

В режиме заряда при максимальном напряжении:

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

В режиме аварийного напряжения:

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

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad 7272 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$n_{доб} = 138 - 113 = 25$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad 7373 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

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

$$46 \cdot N \geq I_{T \max}, \quad 7474 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

Следовательно нужно выбрать аккумулятор с типовым номером 28.

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

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

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad 7575 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad 7676 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad 7777 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad 7878 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

Выбираем ЗВУ НРТ «Ольдам».

4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЧЗ-630-0,5 У1.

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 40.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных ВЧЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 158,14 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 33 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 8,193 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

4.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС Сухановка

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

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

4.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС Сухановка и определение его стационарного и импульсного сопротивления

В установках высокого напряжения различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты. К рабочему заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных и испытательных трансформаторов, дугогасящих реакторов и т.д. Защитное заземление служит для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от защитных аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводов и других конструкций, в которые произошел удар молнии. Все указанные виды заземлений выполняются в виде одного заземляющего устройства. Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлителем называется металлический электрод или группа электродов. Заземляющими проводниками называют проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем.

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

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

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad 7979 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где a – ширина подстанции;

b – длина подстанции;

$$S = (126,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (220 + 2 \cdot 1,5) = 28878,5 \text{ м.}$$

Выбирается диаметр горизонтального луча (заземляющих проводов) в сетке. Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \frac{\sqrt{t}}{c}, \quad 8080 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где F – требуемое сечение заземляющего проводника, мм²;

I_3 – ток замыкания на землю, А;

t – длительность замыкания на землю;

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

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2,$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad 8181 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad 8282 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта;

T – время использования заземляющего устройства, мес.

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

$$S_{cp} = 0,668 \text{ мм}^2.$$

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

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

$$L = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad 8383 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где k – шаг сетки контура заземлителя, м;

$$L = (126,5 + 3) \cdot \frac{(220 + 3)}{7} + (220 + 3) \cdot \frac{(126,5 + 3)}{7} = 8251 \text{ м.}$$

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

$$L_y = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad 8484 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где S – площадь, занятая заземлителем;

m – число ячеек:

$$m = \frac{L_y}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad 8585 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$m = \frac{8251}{2 \cdot 169,94} = 24,$$

$$L_y = 2 \cdot 169,94 \cdot (24 + 1) = 8496,84 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{p}, \quad 8686 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где p – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_g = \frac{4 \cdot 169,94}{14} = 49$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_g} \right), \quad 8787 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$R = 80 \cdot \left(\frac{0,353}{169,94} + \frac{1}{8496,84 + 49 \cdot 6} \right) \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad 8888 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где α_u – импульсный коэффициент;

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

8989* MERGEFORMAT ()

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,94}{(80 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 2,59,$$

$$R_u = 2,59 \cdot 0,175 = 0,454 \text{ Ом.}$$

4.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

На ПС Сухановка применяются 12 одиночных стержневых молниеотводов. 10 из них расположены на линейных порталах и 2 свободностоящие.

Нормируется два вида зоны:

– зона А – с надежностью не менее 0.995 и $U \leq 500$ кВ;

– зона Б – с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для расчетов выбираем зону А. На подстанции принимаем к установке 8 стержневых молниеотводов. Шесть из которых расположены на линейных порталах и два на прожекторных мачтах. Высота свободностоящих молниеотводов принята равной $h_M = 30$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высота которого равна $h_{лп} = 16,5$ м.

В нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м, значит параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h,$$

9090* MERGEFORMAT ()

где h – принятая высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

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

9191* MERGEFORMAT ()

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h.$$

9292* MERGEFORMAT ()

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 1-2 и 2-3.

Расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно 44,5 м. Данное значение находится в пределах $h < L_{12} < 2h$, поэтому параметры внутренней зоны определяются по формулам:

$$h_{cx} = h_{\phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad 9393 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где h_{cx} – наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$$h_{cx12} = 27,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 32)(44,5 - 32) = 24,95 \text{ м.}$$

$$r_{c012} = 33,15 \text{ м.}$$

$$h_{cx23} = 27,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 32)(47,5 - 32) = 24,416 \text{ м.}$$

$$r_{c023} = 33,15 \text{ м.}$$

Результаты расчета зоны защиты приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Результат расчета зоны защиты

Молниеотвод ы	L , м	h_{ϕ} , м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
ОРУ 220							
1 и 2	44,5	27,2	33,15	13,04	24,95	33,15	11,23
2 и 3	47,5	27,2	33,15	13,04	24,42	33,15	10,75
3 и 4	44,5	27,2	33,15	13,04	24,95	33,15	11,23
4 и 5	47,5	27,2	33,15	13,04	24,42	33,15	10,75
5 и 6	44,5	27,2	33,15	13,04	24,95	33,15	11,23
6 и 3	47,5	27,2	33,15	13,04	24,42	33,15	10,75
ОРУ 110							
1 и 2	28	19,55	24,24	10,6	18,66	24,24	9,96
2 и 3	35	19,55	24,24	10,6	17,43	24,24	8,94
3 и 4	28	19,55	24,24	10,6	18,66	24,24	9,96
4 и 5	35	19,55	24,24	10,6	17,43	24,24	8,94
5 и 6	28	19,55	24,24	10,6	18,66	24,24	9,96
6 и 3	35	19,55	24,24	10,6	17,43	24,24	8,94

4.12.3 Выбор и проверка ОПН

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

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

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, на стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, на стороне НН - ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 41.

Таблица 42 – Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
1	2	3	4	5
ОПН-220/154/10/550 УХЛ1	220	154	10	40
ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1	110	86	10	40
ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1	10	7,2	10	19,2

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad 9494 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где β – коэффициент затухания;
 C – скорость света, м/мкс.

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

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad 9595 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения, кВ;
 l – длина защищаемого подхода, м;
 k – коэффициент полярности.

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

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot T \cdot n, \quad 9696 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе;
 Z – волновое сопротивление.

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

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

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита проверяет состояние всех элементов электроэнергетической сети и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. Защита должна выявить поврежденный участок и отключить его от системы, воздействуя на силовые выключатели.

При возникновении ненормальных режимов релейная защита так же должна выявить их в зависимости от характера нарушения либо отключать оборудование, если возникла опасность его повреждения, либо производить автоматические операции, необходимые для восстановления нормального режима, либо осуществлять сигнализацию оперативному персоналу, который должен принимать меры к ликвидации возникшего ненормального режима

5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети Хасанского района

Подстанция Сухановка находится в зоне чувствительности РЗА, установленных на подстанции Владивосток, поэтому защита присоединений к ОРУ 220 кВ не предусматривается.

Для защиты линии «ПС Владивосток – ПС Сухановка» применяем шкаф REL 521. В состав защит данного терминала входят дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

Для защиты силового трансформатора высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521. Данный терминал применяется для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов.

5.2 Релейная защита силового трансформатора

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

В устройстве РЕТ 521 все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи).

5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad 9797 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,158 \text{ кА};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,316 \text{ Ка};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,464 \text{ кА.}$$

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

На ПС Сухановка установлены следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТГФ-220У1, на стороне СН – ТГФ 110 У1, на стороне НН – ТОЛ-СЭЩ-21У2.

Определяем коэффициент трансформации ТТ:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{600}{5} = 120 ;$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{400}{5} = 80 ;$$

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{4000}{5} = 800 .$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{I_{\text{ном.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}}, \quad 9898 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{158,144}{120} = 1,32 \text{ А};$$

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{316,29}{80} = 3,954 \text{ А};$$

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{3464}{800} = 4,33 \text{ А}.$$

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

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{\text{ном.Т}}} \geq \frac{I_{\text{кз.вн.мах}}}{I_{\text{ном.Т}}}, \quad 9999 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

$$K'_{\text{вн}} = \frac{600 \cdot 120}{158,14} = 455,28 \geq 11,32;$$

$$K'_{\text{сн}} = \frac{400 \cdot 80}{316,29} = 101,17 \geq 6,766;$$

$$K'_{\text{сн}} = \frac{4000 \cdot 800}{3464} = 923,76 \geq 3,98.$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{нб*}} = K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}}, \quad 100100 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

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

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

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

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

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}) \quad 101101 \setminus * \text{ MERGEFORMAT ()}$$

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

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

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице 42.

Таблица 43 – Тормозные характеристики

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

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

$$K_{T1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{T.расч*}}, \quad 102102 \setminus * \text{ MERGEFORMAT ()}$$

$$K_{T1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3$$

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

$$K_{т1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}}, \quad 103103 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

5.2.2 Максимальная токовая защита

МТЗ полностью защищает трансформатор, а также является его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности с тем, чтобы обеспечить резервирование при КЗ в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах} \quad 104104 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

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

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

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

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

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной нагрузке:

$$I_{р.мах.вн} = \frac{S_{ном} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{вн.ном}}; \quad 105105 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$I_{р.мах.вн} = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 110,7 \text{ А.}$$

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 110,7 = 304,43 \text{ А.}$$

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

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}} ; \quad 106106 \backslash * \text{MERGEFORMAT} ()$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{890}{304,43} = 2,92 > 1,5$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad 107107 \backslash * \text{MERGEFORMAT} ()$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{I_{\text{сз.МТЗ}} \cdot 100}{K_{\text{ГТ}} \cdot 5} , \quad 108108 \backslash * \text{MERGEFORMAT} ()$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{304,43 \cdot 100}{120 \cdot 5} = 50,74 \%$$

5.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон автотрансформатора трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

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

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad 109109 \backslash * \text{MERGEFORMAT} ()$$

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

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 110,7 = 145,29 \text{ А.}$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

5.2.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Ранее выпускалось поплавковое газовое реле ПГ-22. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях

допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_t > 6300$ кВА. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции независимо от наличия другой быстродействующей защиты. На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа BF80/Q.

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

6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

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

RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем.

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

Расчетный модуль комплекса RastrWin:

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

– Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).

– Эквивалентирование электрических сетей.

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

6.2 Подготовка исходных данных для расчета

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам.

В данном проекте составлялись исходные данные для расчета установившегося режима существующей сети, за исключением параметров элементов подстанции Сухановка. Параметры ВЛ «ПС Владивосток – ПС Сухановка» и ВЛ «ПС Сухановка – АТЭЦ» представлены в таблице 43.

Таблица 44 – Параметры ВЛ «ПС Владивосток – ПС Сухановка»

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ПС Владивосток – ПС Сухановка	4,06	58,8	-378
ПС Владивосток – ПС АТЭЦ	10,26	72,62	-468,5

Параметры автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110 представлены в таблице 44.

Таблица 45 – Параметры АДЦТН-63000/220/110

Трансформатор		R _T , Ом	X _T , Ом	B _T , мкСм	G _T , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}$	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
	АДЦТН-63000/220	ВН	1,4	104	6		
СН		1,4	0	0	0		
НН		2,8	195,6	0	0		

6.3 Расчет максимального режима и его анализ

6.3.1 Анализ загрузки оборудования

Таблица 46 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
1	2	3
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	226	22,3
ПС Аэропорт – АТЭЦ	228	28,1
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	53	8,0
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	127	19,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	95	14,4

Продолжение таблицы 45

1	2	3
---	---	---

ПС Волна – ПС Владивосток	139	22,6
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	101	17,4
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	8	1,3
ПС Русская – ПС Патрокл	3	0,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	5	0,8
ПС Сухановка – ПС Владивосток	209	26,5
ПС Сухановка – ПС Владивосток	209	26,5

Таблица 47 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая нагрузка, %
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	156	15,4
ПС Аэропорт – АТЭЦ	159	19,6
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	30	4,6
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	200	30,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	140	21,0
ПС Волна – ПС Владивосток	100	16,9
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	61	12,1
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	4	0,6
ПС Русская – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Зеленый угол – ПС Русская	3	0,5
ПС Сухановка – ПС Владивосток	240	23,5
ПС Сухановка – АТЭЦ	186	16,7

В варианте №1 самой загруженной линией является «ПС Аэропорт – АТЭЦ», протекающий ток составляет 228 А, значение токовой нагрузки 28,1 % от длительно допустимого тока.

В варианте №2 самой загруженной линией является «ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол», по которой протекает ток равный 200 А, значение токовой нагрузки 30,1 %.

6.3.2 Анализ напряжений в узлах

Таблица 48 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,64	6,36
Зеленый угол	10	10,74	7,40
Волна	6	6,32	5,41
Патрокл	10	10,92	9,16
Сухановка	10	10,6	6,0
Сухановка	10	10,6	6,0

Таблица 49 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,64	6,36
Зеленый угол	10	10,74	7,40
Волна	6	6,32	5,41
Патрокл	10	10,92	9,16
Сухановка	10	10,55	5,5
Сухановка	10	10,55	5,5

При расчете установившегося максимального режима с помощью регулирования устройствами РПН отклонение напряжения придерживается допустимым пределам.

6.3.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей

Таблица 50 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №1

Всего, МВт	Нагрузочные потери в	Нагрузочные потери в	Потери на	Потери холостого хода транс-ров,
---------------	-------------------------	-------------------------	--------------	-------------------------------------

	ЛЭП, МВт	трансформаторах, МВт	корону, МВт	МВт
5,15	1,97	1,27	0	1,91

Таблица 51 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №2

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
5,69	2,40	1,40	0	1,90

В максимальном режиме для варианта №1 потери составляют 5,15 МВт, что является 0,764% от общей нагрузки. В режиме для варианта №2 потери составляют 5,69, что является 0,7 % от общей нагрузки.

На рисунке 12 и 13 представлены схемы установившихся максимальных режимов для варианта №1 и варианта №2.

Рисунок 12 – Схема установившегося максимального режима для варианта №1



Рисунок 13– Схема установившегося максимального режима для варианта №2



6.4 Расчет минимального режима и его анализ

6.4.1 Анализ загрузки оборудования

Таблица 52 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	198	19,5
ПС Аэропорт – АТЭЦ	203	25,0
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	33	5
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	200	30,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	122	18,4
ПС Волна – ПС Владивосток	95	16,6
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	67	13,4
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	7	1,1
ПС Русская – ПС Патрокл	3	0,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	4	0,7
ПС Сухановка – ПС Владивосток	173	17,1
ПС Сухановка – ПС Владивосток	173	17,1

Таблица 53 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
1	2	3
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	164	16,2
ПС Аэропорт – АТЭЦ	170	20,9
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	36	5,5
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	273	41,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	167	25,2
ПС Волна – ПС Владивосток	65	12,6

Продолжение таблицы 52

ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	53	11,3
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	3	0,5
ПС Русская – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Зеленый угол – ПС Русская	3	0,5
ПС Сухановка – ПС Владивосток	190	19,0
ПС Сухановка – АТЭЦ	163	14,5

В минимальном режиме для варианта №1 самой загруженной линией является «ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол». По данной линии протекает ток равный 200 А и составляет 30,1 % от длительно допустимым током. Для варианта №2 самой загруженной линией является «ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол», значение тока 273 А, загрузка равна 41,1 %.

6.4.2 Анализ напряжений в узлах

Таблица 54 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,69	6,86
Зеленый угол	10	10,84	6,10
Волна	6	6,40	6,69
Патрокл	10	10,98	9,83
Сухановка	10	10,68	6,78
Сухановка	10	10,68	6,78

Таблица 55 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4

Аэропорт	10	10,76	7,57
Зеленый угол	10	10,79	7,95
Волна	6	6,37	6,19
Патрокл	10	10,94	9,43
Сухановка	10	10,58	5,8
Сухановка	10	10,58	5,8

В минимальном режиме для обоих вариантов напряжение находится в пределах допустимой нормы при помощи устройств РПН.

6.4.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей

Таблица 56 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №1

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
4,21	1,33	0,95	0	1,93

Таблица 57 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №2

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
4,95	1,82	1,22	0	1,91

В минимальном режиме для варианта №1 потери составляют 4,21 МВт, что является 0,62% от общей нагрузки. Для варианта №2 значение потерь является равным 4,95 МВт, от общей нагрузки 0,73 %.

На рисунке 14 и 15 представлены схемы установившихся максимальных режимов для варианта №1 и варианта №2.

Рисунок 14 – Схема установившегося минимального режима для варианта №1



Рисунок 15 – Схема установившегося режима для варианта №2



6.5 Расчет послеаварийного режима и его анализ

Исходя из расчета максимального режима для варианта №1 самой загруженной линией является «ПС Аэропорт – АТЭЦ», а для варианта №2 самой загруженной линией является «ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол»

6.5.1 Анализ загрузки оборудования

Таблица 58 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	3	0,9
ПС Аэропорт – АТЭЦ	-	-
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	102	16,5
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	87	13,2
ПС Зеленый угол – ПС Волна	31	5
ПС Волна – ПС Владивосток	216	33,9
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	180	16,1
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	8	1,3
ПС Русская – ПС Патрокл	3	0,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	5	0,8
ПС Сухановка – ПС Владивосток	206	20,2
ПС Сухановка – ПС Владивосток	203	20,2

После отключения линии «ПС Аэропорт – АТЭЦ» самой загруженной линией стала «ПС Волна – ПС Владивосток».

Таблица 59 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ЛЭП	Ток в линии, А	Токовая загрузка, %
------------------	----------------	---------------------

ПС Владивосток – ПС Аэропорт	196	19,3
ПС Аэропорт – АТЭЦ	202	24,9
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	194	29,1
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	-	-
ПС Зеленый угол – ПС Волна	47	7,1
ПС Волна – ПС Владивосток	187	29,2
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	150	24,0
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Русская – ПС Патрокл	4	0,5
ПС Зеленый угол – ПС Русская	3	0,5
ПС Сухановка – ПС Владивосток	230	22,7
ПС Сухановка – АТЭЦ	199	17,7

После отключения линии «ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол» самой загруженной линией, как и в варианте №1, является «ПС Волна – ПС Владивосток».

6.5.2 Анализ напряжений в узлах

Таблица 60 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №1

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,64	6,36
Зеленый угол	10	10,74	7,40
Волна	6	6,32	5,41
Патрокл	10	10,92	9,16

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4
Сухановка	10	10,10	0,10
Сухановка	10	10,10	0,10

Таблица 61 – Анализ напряжений в максимальном режиме для варианта №2

Наименование ПС	Номинально е напряжение $U_{ном}$, кВ	Расчетный модуль напряжения U , кВ	Отклонение напряжения от номинального δU , %
1	2	3	4
Аэропорт	10	10,69	6,93
Зеленый угол	10	10,62	6,25
Волна	6	6,26	4,25
Патрокл	10	10,80	8,04
Сухановка	10	10,54	5,4
Сухановка	10	10,54	5,4

Все значения напряжения в узлах, с помощью регулирования устройствами РПН, для обоих вариантов не ниже предела $0,9U_{ном}$.

6.5.3 Анализ потерь активной и реактивной мощностей

Таблица 62 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №1

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
5,7	2,57	1,24	0	1,90

Таблица 63 – Общий анализ потерь в максимальном режиме для варианта №2

Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформаторах, МВт	Потери на корону, МВт	Потери холостого хода транс-ров, МВт
6,95	3,65	1,42	0	1,89

В послеаварийном режиме для варианта №1 потери составляют 5,7 МВт, что является 0,71 %, для варианта №2 составляет 6,95 МВт, 0,87 % от общей нагрузки.

Рисунок 16 – Схема установившегося послеаварийного режима для варианта №1



Рисунок 17 – Схема установившегося послеаварийного режима для варианта

№2

7 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью данного раздела является расчет эффективности инвестиций в часть проектируемой сети, выполненной в виде присоединения двухцепной воздушной линией 220 кВ проектируемой подстанции ПС Сухановка.

Для этого необходимо рассчитать затраты на реализацию проекта для обоих вариантов подключения, определить источники инвестиций, с помощью которых составляются выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

7.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании подстанции «Сухановка» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 63.

Таблица 64 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Оборудование	Марка	Количество, шт.	Цена 1 шт., тыс. руб. (цены на 2000 г.)
Трансформатор	АТДЦТН 63000/220/110	2	16300
Выключатель ВН	ВГУ-220П* 45/3150 У1	8	125000
Выключатель СН	ВГУ-110П* 40/3150 У1	8	7000
Выключатель НН	ВВУ-СЭЩ-Э-10- 31,5/2500	15	700

При проектировании воздушных линий 220 кВ при первом и втором варианте присоединения цены приведены в таблице 64.

Таблица 65 – Параметры и цены ВЛ 220 кВ

ВЛ	Марка провода	Длина линии, км	Количество цепей	Цена на 1 км. линии,
----	------------------	--------------------	---------------------	-------------------------

				тыс.руб. (цены на 2000 г.)
Вариант №1				
ПС Владивосток – ПС Сухановка	АС – 400/93	140	2	2120
Вариант №2				
ПС Владивосток – ПС Сухановка	АС – 400/93	140	1	2120
АТЭЦ – ПС Сухановка	АС – 500/64	171	1	2120

7.2 Капитальные вложения

Материальные, трудовые и денежные ресурсы необходимы для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий. Суммарными затратами этих ресурсов называют капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды.

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad 110110 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс. руб.;

$K_{ПС}$ – капиталовложение на строительство подстанции, тыс. руб.

В капиталовложения линии входят: затраты на покупку элементов линий, таких как опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры и т.д., затраты на изыскательные работы, подготовку трассы.

Стоимость сооружения ВЛ 35 – 1150 кВ зависит от вида промежуточных опор, сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложения на сооружение ВЛ определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = ((\Sigma L \cdot k_{уд}) \cdot K_p \cdot K_{инф}) \cdot K_{проч} + L \cdot S_{уд} \cdot K_{осв.уд}, \quad 111111 \setminus *$$

MERGEFORMAT ()

где $K_{инф}$ – коэффициент инфляции по Приморскому краю, равен 8,59;

$k_{уд}$ – удельная стоимость 1 км линии;

K_p – предельный территориальный повышающий коэффициент, равен 1,4;

$K_{проч}$ – прочие затраты на сооружение ВЛ, включая временные здания и сооружения, строительный контроль, равен 1,109;

$S_{уд}$ – площадь постоянного отвода земли под строительство, равен 115 м²;

$K_{осв.уд.}$ – удельная стоимость освоения земель под строительство, составляет 110 руб/м²;

L – длина линии, км.

Рассчитает капиталовложение воздушной линии для варианта №1:

$$K_{ВЛ} = (140 \cdot 2120) \cdot 1,4 \cdot 8,59 \cdot 1,109 + 140 \cdot 115 \cdot 110 = 5729000 \text{ тыс.руб.}$$

В капиталовложения на строительство подстанции входят: затраты на оборудования подстанции (трансформаторы, РУ ВН, СН и НН и т.д.), затраты на отвод земли и подготовку территории, затраты на монтаж и наладку.

Капиталовложения на строительство подстанции находятся по формуле:

$$K_{ПС} = (((K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ}) \cdot K_p \cdot K_{инф}) \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{осв.уд}, \quad 112112 \setminus *$$

MERGEFORMAT ()

где $K_{ЗАТ}$ – затраты на подстанцию: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{ПС}$ – площадь подстанции;

$K_{КОР}$ – коэффициент коррекции.

Капитальные затраты на ОРУ определяется, как:

$$K_{ОРУ} = \Sigma(C_{вык.} \cdot n_{вык.}) \quad 113113 \setminus * \text{ MERGEFORMAT ()}$$

где $C_{вык.}$ – цена одной ячейки ОРУ, тыс. руб.;

$n_{\text{вык.}}$ – количество выключателей на РУ.

$$K_{\text{ОРУ}} = 8 \cdot 12500 + 8 \cdot 7000 + 15 \cdot 700 = 166500 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения на силовые трансформаторы зависят от типа и мощности, а также от значения номинального напряжения.

$$K_{\text{ТР}} = \sum (C_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}) ; \quad 114114 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$K_{\text{ТР}} = 16300 \cdot 2 = 32600 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{КУ}} = 3500 \cdot 2 = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{ПС}} = 6138000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарное капиталовложение на сооружение сети:

$$K_1 = 5729000 + 6138000 = 11867000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_2 = 12730000 + 6138000 = 18868000 \text{ тыс. руб.}$$

По значениям капиталовложений видно, что вариант №1 менее затратный, чем вариант №2. Дальнейшие вычисления будут проводиться для варианта №1.

7.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу(услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i} , \quad 115115 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}},$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования, равен 20 годам;

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{18868000}{20} = 943400 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 66 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость	Амортизация
	тыс. руб.	тыс. руб.
Линии	5 729 000	286 450
Подстанции	6138 000	306 900
Итого	18868 000	593 400

Инвестиционный проект по своему масштабу является к особо крупному, потому что для его реализации требуется свыше 1 млрд. руб.

7.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad 117117 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию.

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad 118118 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где $\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанции;

$\alpha_{P.O.ВЛ}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ.

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad 119119 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 1786 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС}, \quad 120120 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ (нагрузочные и условно-постоянные);

$\Delta W_{ПС}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные).

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{P_{эф.з}^2 + Q_{неск.эф.з}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_з + \frac{P_{эф.л}^2 + Q_{неск.эф.л}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_л$$

121121*

MERGEFORMAT ()

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{P_{эф.з}^2 + Q_{неск.эф.з}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_з + \frac{P_{эф.л}^2 + Q_{неск.эф.л}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_л + \Delta P_{xx} \cdot T_Г$$

122122*

MERGEFORMAT ()

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot 5729000 + 0,049 \cdot 6138000 = 346600 \text{ тыс. руб.}$$

Находим суммарные потери в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП} = 34950 \text{ МВт*ч.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{тр} = 1368 \text{ МВт*ч.}$$

Суммарные потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 36590 \cdot 1,786 = 65350 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I = 346600 + 593400 + 65350 = 1005000 \text{ тыс. руб.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

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

Цель анализа безопасности эргатических систем:

- выявление факторов, влияющие на вероятностный показатель нежелательных событий;
- детальное рассмотрение обстоятельств, способствующих возникновению этих событий, разработка мероприятий для уменьшения вероятности появления этих событий.

Опасным называется производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным. Опасные и вредные производственный факторы подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизические.

Объектом, рассматриваемым в данном дипломном проекте, является строящаяся подстанция «Сухановка» с уровнями напряжения 220 кВ и ниже, принадлежащая территориально Приморскому краю.

Так как в дипломном проекте описывается проектирование данной подстанции, следовательно, необходимо затронуть вопросы об меры безопасности, которые необходимо выполнить при монтаже, и работе с объектом.

При обслуживании подстанции 220/110/10 кВ и прилегающего к ней электрооборудования персонал в первую очередь подвергается опасности поражения электрическим током.

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

Различают два вида поражения электрическим током: электрический удар и местные электрические травмы, которые резко отличаются друг от друга. Местными электрическими травмами являются: ожоги, электрические знаки, электрометаллизация кожи, механические повреждения и электроофтальмия.

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

Температура дуги достигает 4000С, кроме того ткани человека нагреваются проходящим через них током. Это приводит к ожогу. Под действием тока происходит резкое сокращение мышц, которое приводит к разрыву дуги. Поскольку ток проходит через тело человека кратковременно, нарушения дыхания и кровообращения может не наступить, однако полученные ожоги весьма серьезны, а иногда и смертельны.

8.1.1 Технические мероприятия по предотвращению поражения электрическим током

Проектируемая подстанция относится к электроустановкам с напряжением выше 1000В, что требует соблюдения мер электробезопасности, согласно правил техники безопасности.

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

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

- 1) Нарушение технических мероприятий ПТБ.
- 2) Нарушение организационных мероприятий ПТБ[6].

Для устранения этих нарушений предусматриваются:

1. Организационные мероприятия:

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

2. Технические мероприятия:

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, устанавливается следующий порядок выполнения технических мероприятий:

а) производятся отключения и принимаются меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

б) вывешиваются запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратуры;

в) проверяется отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены, для защиты людей от поражения электрическим током;

г) устанавливается заземление (включаются заземляющие ножи, используются переносные заземления);

д) ограждаются при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешиваются на ограждениях плакаты безопасности. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после их заземления.

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

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

В электроустановках с напряжением свыше 1000В с каждой стороны, откуда коммутационным аппаратом может быть подано напряжение на рабочее место, предусматривается видимый разрыв: отсоединение шин и проводов; отключаются разъединители; снимаются предохранители; отключаются отделители и выключатели нагрузок за исключением тех, у которых автоматическое выключение осуществляется пружинами, установленными на самих аппаратах.

Трансформаторы напряжения и силовые трансформаторы, связанные с выделенным для работы участком электроустановки, отключаются и со стороны напряжения до 1000В для исключения возможной обратной трансформации.

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

- 1) У разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном состоянии запираются на механический замок.
- 2) У разъединителей, управляемых оперативной штангой, специальные ограждения также запираются механическим замком.

3) У приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, отключаются цепи силовые и управления.

4) У грузовых и пружинных приводов выключающий груз пружины приводятся в нерабочее состояние.

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

6) При работе вне КРУ на подключенном к ним оборудовании шин на отходящих ВЛ и КЖ тележка с выключателем выкатывается из шкафа; шторка или дверца запираются на замок и на них вывешивается плакат "Не включать! Работают люди!" или " Не включать! Работа на линии!". При этом, допускается: при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем, устанавливать тележку в контрольное положение после включения этих ножей, при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ, тележка устанавливается в промежуточное положение между контрольным и выкаченном положении, при условии запираения ее на замок. Тележка устанавливается в промежуточном положении независимо от наличия заземления на присоединении.

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

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

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

На приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, на ключах и кнопках дистанционного управления, на коммутационной аппаратуре до 1000В не имеющих автоматов, выключателей или рубильников, плакаты вывешиваются у самих предохранителей.

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

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

В ОРУ при работах, проводимых с земли и на оборудовании установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место ограждается канатом, веревкой или шнуром из растительных или синтетических волокон с вывешенным на них плакатом "Стой! Напряжение!", обращенным внутрь огражденного пространства. Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства. При снятии

напряжения со всего ОРУ, за исключением линейных разъединителей, последние ограждаются плакатами с надписями "Стой! Напряжение!", обращенными наружу огражденного пространства. В ОРУ, при работе на вторичных цепях по распоряжению, ограждать рабочее место не требуется. В электроустановках, кроме ВЛ и КЛ, на подготовленных рабочих местах вывешивается плакат "Работать здесь". В ОРУ на участках конструкции, по которым можно пройти от рабочего места к граничащим с ним участком, находящимся под напряжением, устанавливаются хорошо видимые плакаты "Стой! Напряжение!". На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу вывешивается плакат "Не влезай! Убьет!". На стационарных лестницах и конструкциях по которым разрешено подниматься для проведения работ, вывешивается плакат "Влезать здесь".

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

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

Заземленные токоведущие части отделяются от токоведущих частей, на которых непосредственно ведется работа, отключенными выключателями,

разъединителями, демонтируемыми шинами или проводами. Непосредственно на рабочем месте заземление на токоведущие части дополнительно устанавливается в тех случаях, когда эти части могут оказаться под наведенным напряжением. Присоединяются переносные заземления к токоведущим частям в местах очищенных от краски.

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

Допускается временное снятие заземления установленного при подготовке рабочего места, если это требуется по характеру выполняемых работ (измерение сопротивления, изоляции и т.п.). Временное снятие и последующая установка заземления выполняется дежурным, оперативно-ремонтным персоналом, либо по указанию выдающего наряд производителем работ. Разрешение на временное снятие заземления, а также на выполнение этих операций выдается производителем работ, вносится в строку наряда "отдельные указания" с записью о том, где и для какой цели снимается заземление.

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

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

В электроустановках выше 1000В переносные заземления устанавливаются двумя работниками: один с группой IУ (из дежурного или оперативно-ремонтного персонала), другой с группой III. Заземляющие ножи

включаются одним работником с группой IV из дежурного или оперативно-ремонтного персонала. Отключаются заземляющие ножи и снимаются переносные заземления одним человеком с группой III из дежурного или оперативно-ремонтного персонала.

8.1.2 Безопасное ведение монтажных работ на подстанции

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

При проведении электромонтажных работ в РУ предусматриваются следующие правила[6]:

1) подъем, перемещение и установка разъединителей и других аппаратов рубящего типа производится в положении "включено", а аппаратов, снабженных возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления в положении "отключено".

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

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

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

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

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

7) при работах в действующем или расширяемом ОРУ, в случае обнаружения соединений с "землей" какой-либо токоведущей части установки,

до отключения поврежденного участка, приближаться к месту повреждения на расстояние менее 10 метров для линии до 220кВ, запрещается.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчет габаритов маслоприемника

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

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

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

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

Для примера покажем расчёт габаритов маслоприёмника на вводимой ПС Сухановка согласно 4 главе ПУЭ [6].

На данной подстанции располагаются два трансформатора АТДЦТН-63000/220 с габаритами 8800х6400х7950 мм и массой масла 35,5 т.

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

Так как маслоприёмник должен быть предусмотрен с отводом масла, объем маслоприемника должен быть рассчитан на прием 100% масла, содержащегося в баке трансформатора.

Определим площадь маслоприемника:

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

123123* MERGEFORMAT ()

где A и B – габариты трансформатора, м;

δ – расстояние от габаритов трансформатора до габаритов маслоприемника;

Для трансформатора мощностью 63 МВА принимаем массу масла 35,5 принимаем значение $\delta = 1,5$ м [6].

$$S_{\text{м.п.}} = (8,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (6,4 + 2 \cdot 1,5) = 110,92 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника равен:

$$V_{\text{м.п.}} = V_{\text{т.м.}}, \quad 124124 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где $V_{\text{т.м.}}$ – объем трансформаторного масла, м³.

Объем трансформаторного масла равен:

$$V_{\text{т.м.}} = \frac{M_{\text{т.м.}}}{\rho_{\text{т.м.}}}, \quad 125125 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где $M_{\text{т.м.}}$ – масса трансформаторного масла, т;

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

$$V_{\text{т.м.}} = \frac{35,5}{0,88} = 40,341 \text{ м}^3.$$

Площадь боковых поверхностей трансформатора:

$$S_{\text{б.п.м.}} = 2 \cdot A \cdot H + 2 \cdot B \cdot H, \quad 126126 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

где H – высота трансформатора, м;

$$S_{\text{б.п.м.}} = 2 \cdot 8,80 \cdot 7,95 + 2 \cdot 6,40 \cdot 7,95 = 241,68 \text{ м}^2.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{H20}} = I \cdot t \cdot (S_{\text{м.п.}} + S_{\text{б.п.м.}}), \quad 127127 \setminus * \text{ MERGEFORMAT } ()$$

$$V_{\text{H20}} = 0,02 \cdot 1800 \cdot (110,92 + 241,68) = 126,94 \text{ м}^3.$$

В соответствии с ПУЭ маслоприемники с отводом масла могут выполняться [6]:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей.

Высота маслоприемника:

$$h_{м.п.} = \frac{V_{м.п.}}{S_{м.п.}} + 0,025 \quad , \quad 128128 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$h_{м.п.} = \frac{40,34}{110,92} + 0,025 = 0,38 \quad \text{м.}$$

Таким образом даже при выполнении незаглубленного маслоприемника, высота борта менее 0,5 м.

Объем маслосборника:

$$V_{м.сб.} = V_{т.м.} + V_{H20} \quad , \quad 129129 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

$$V_{м.сб.} = 40,34 + 126,94 = 167,28 \text{ м}^3.$$

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

В данном случае при установке на ПС Сухановка трансформатора мощностью 63 МВА, необходимо изменить технологию аварийного отвода масла. То есть предусмотреть дополнительно маслосборник и проложить маслоотводы.

8.2.2 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест.

Шум трансформаторов, особенно больших, в основном обусловлен двумя составляющими: электромагнитным шумом и аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами[1].

Таблица 67 – Исходные данные для расчета санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции Сухановка

Кол-во тр-ов N	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Тр-р с принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения видов ДЦ и НДЦ)	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

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

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

В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{WA} = 105$ дБА.

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

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad 130130 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

где N - количество источников шума (трансформаторов);

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108,01$$

Принимаем: $L_{WA\Sigma} = 108$ дБА.

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

Исходя из принятых допущений получаем:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}, \quad 131131 \setminus * \text{MERGEFORMAT } ()$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{\text{ш.ст}} - DV_{L_A})}}{2\pi}}$$

132132* MERGEFORMAT ()

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108 - 50)}}{2 \cdot 3,14}} = 316,891 \text{ м.}$$

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 $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

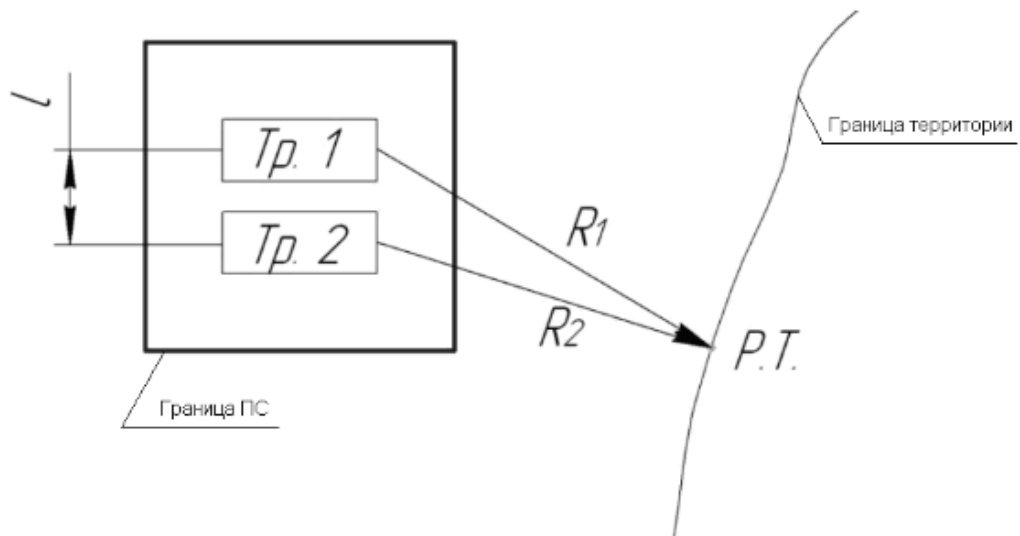


Рисунок 18 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был разработан оптимальный вариант подключения подстанции 220 кВ Сухановка в Приморском крае. Рассчитаны токи КЗ, выбрано и проверено силовое оборудование на ПС «Сухановка».

Разработано заземление и молниезащита ПС «Сухановка».

Было произведено технико-экономическое сравнение вариантов подключения ПС «Сухановка». Выбранная схема электрических сетей характеризуется большей надежностью, меньшими потерями в сети, оборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

Для защиты автотрансформатора на ПС «Сухановка» выбрана микропроцессорная защита на базе терминала «RET 521», производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

Рассмотрены вопросы безопасного ведения монтажных работ на подстанции, мероприятия по предотвращению поражения электрическим током, требования пожарной безопасности и эксплуатации и требования безопасности в аварийных ситуациях. Были выполнены расчеты габаритов маслоприемника и расчет санитарно-защитной зоны по шуму для вводимой ПС «Сухановка».

В экономическом расчете найдены капиталовложения и издержки проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети /Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. - Минск: Издательство «Высшая школа»,2008. – 285 с.
- 2 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро .-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2005. – 185 с.
- 3 Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах /В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев.– М.: Энергоатомиздат, 2009. – 243 с.
- 4 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию /Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
- 5 Идельчик, В. И. Разработка и применение геоинформационных систем в распределительных электрических сетях /В.И. Идельчик. – М. : СевКавГТУ, 2007. – 443 с.
- 6 Индексы изменения сметной стоимости. Письмо Министерства регионального развития РФ от 12.02.2013 г. № 1951-ВТ/10.
- 7 Электротехнический справочник (том 3)/ Под ред. И.П. Березиной, М.П. Соколовой, Н.Б. Фомичевой. – М.: Издательство «МЭИ», 2002. . – 327 с.
- 8 Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.
- 9 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклипаев, И.П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

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

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

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

14 СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97). Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

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

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

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

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

19 Степановских А.С. Охрана окружающей среды / А.С. Степановских. – Курган: ГИПП "Зауралье", 1998. – 512 с., ил. - (Учебники и учебные пособия высш. учеб. заведений).

20 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru>– 8.05.2018 г.

21 Официальный сайт АО «Электронмаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronmash.ru>– 10.05.2018 г.

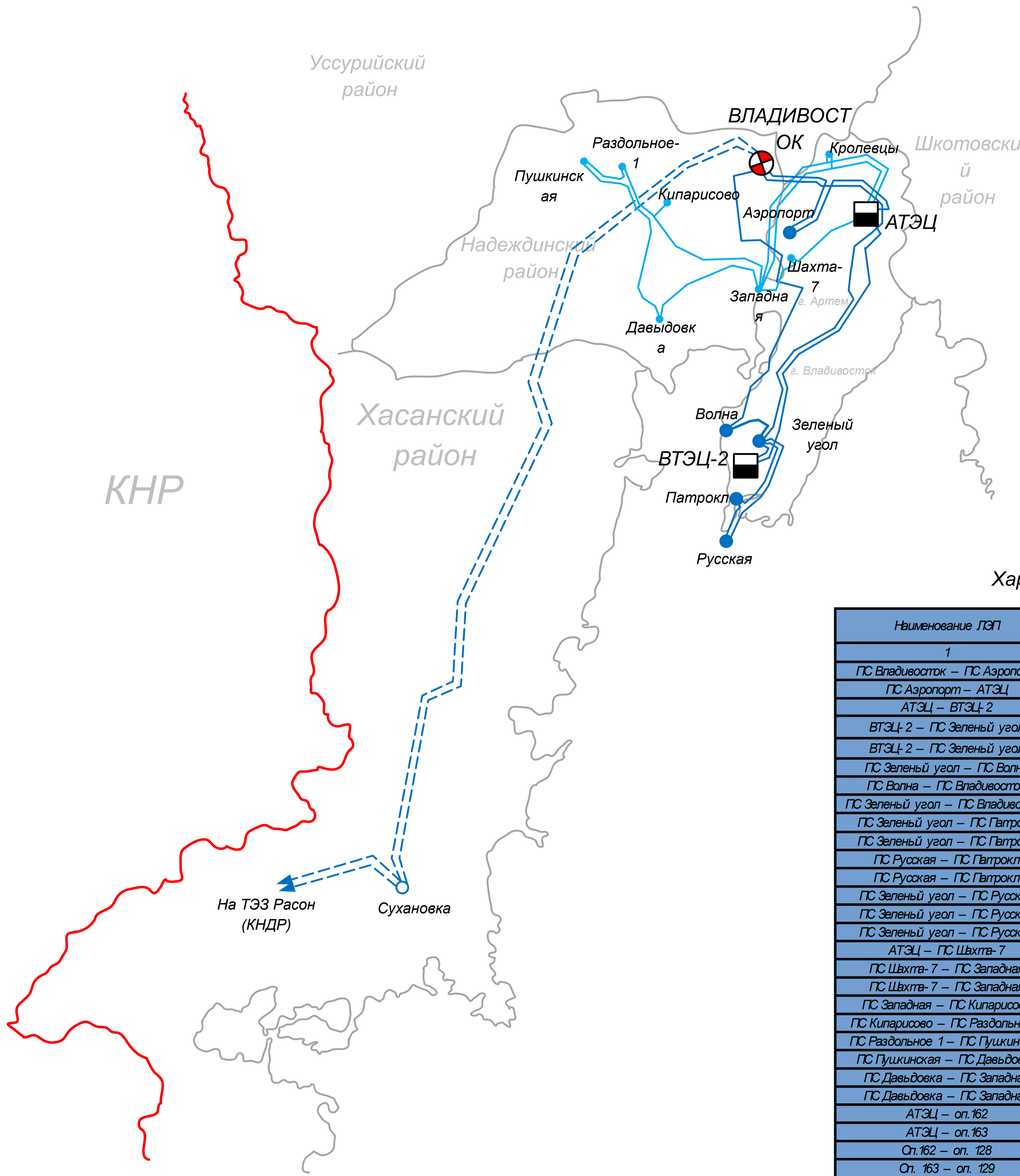
22 Официальный сайт ООО «ЮгЭнергоПром» [Электронный ресурс].
– Режим доступа: <http://ugenergoprom.ru>– 19.05.2018 г.

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

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

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

Карта-схема



Информация по подстанциям

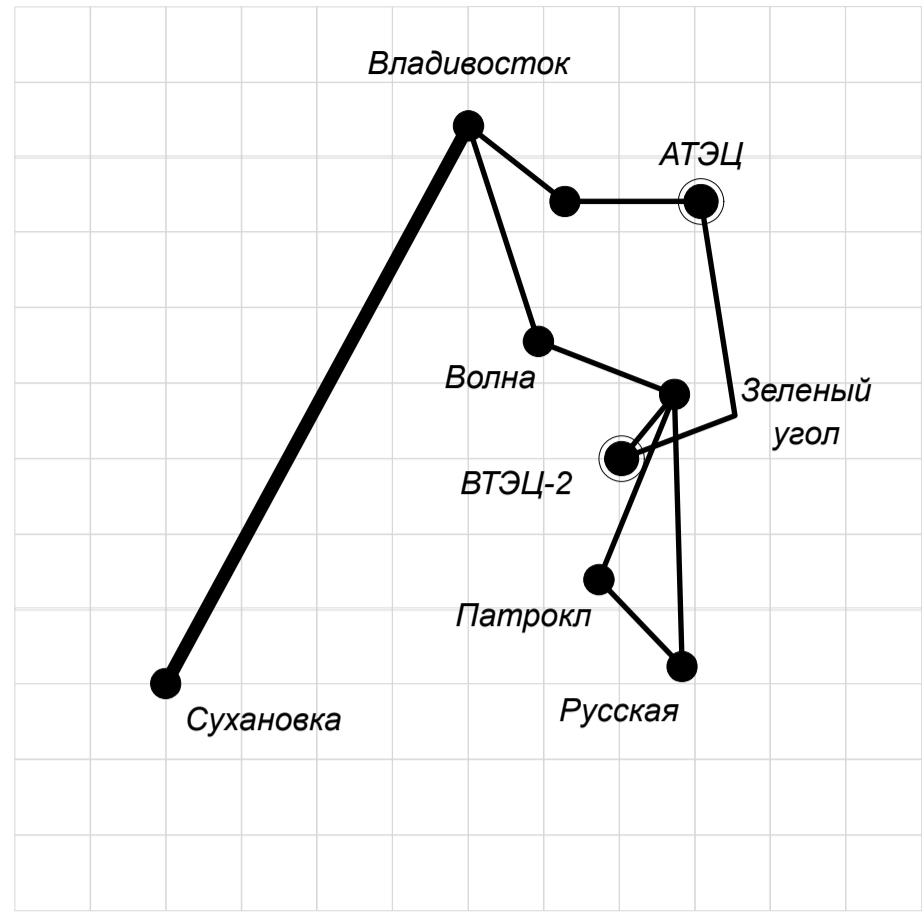
Наименование ПС	№ тр-ра	Марка трансформатора	Способ присоединения к сети	U, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
ПС Владивосток	1	ЗхАҚДЦТН-167000	Гроходная	500	6Н
ПС Аэропорт	1	ТРДН-25000	Узловая	220	5Н
	2	ТРДН-25000			
ПС Волна	1	АТДЦТН-125000	Узловая	220	7
	2	АТДЦТН-125000			
ПС Зеленый угол	1	АТДЦТН-63000	Гроходная	220	9
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Патрокл	1	АТДЦТН-63000	Узловая	220	5Н
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Русская	1	АТДЦТН-63000	Узловая	220	5АН
	2	АТДЦТН-63000			
ПС Кипарисово	1	ТМН-6300	Тупиковая	110	3Н
ПС Шхтв-7	1	ТДН-16000	Узловая	110	4Н
	2	ТДН-16000			
ПС Западная	1	ТДТН-40000	Гроходная	110	13Н
	2	ТДТН-40000			
ПС Давыдовка	1	ТДТН-25000	Гроходная	110	9
	2	ТДТН-25000			
ПС Раздольное 1	1	ТДТН-16000	Гроходная	110	3Н
	2	ТДТН-16000			
ПС Пушкинская	1	ТДТН-16000	Узловая	110	5Н
	2	ТДТН-16000			
ПС Кролевецы	1	ТДТН-25000	Тупиковая	110	5АН
	2	ТДТН-25000			

Характеристика ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка провода	Длина ЛЭП, км
1	2	3
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	A2*S(FL)2Y *800/150	1,1
ПС Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/93	19,1
АТЭЦ – ВТЭЦ-2	АС-300/66	47,7
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	630тмА/ XLPE/ OMC/ HDPE	2,1
ВТЭЦ-2 – ПС Зеленый угол	АСК-300/66	2,1
ПС Зеленый угол – ПС Волна	АСК-300/66	11,4
ПС Волна – ПС Владивосток	АСО-300/66	53,6
ПС Зеленый угол – ПС Владивосток	АСО-300/66	64,7
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	630тмА/ XLPE/ OMC/ HDPE	8,0
ПС Зеленый угол – ПС Патрокл	АСК-300/48	0,8
ПС Русская – ПС Патрокл	630тмА/ XLPE/ OMC/ HDPE	6,7
ПС Русская – ПС Патрокл	3*500 WCLWA	2,2
ПС Зеленый угол – ПС Русская	630тмА/ XLPE/ OMC/ HDPE	14,4
ПС Зеленый угол – ПС Русская	АСК-300/66	0,8
ПС Зеленый угол – ПС Русская	3*500 медь WCLWA	2,2
АТЭЦ – ПС Шхтв-7	АС-240/32	14
ПС Шхтв-7 – ПС Западная	АС-240/32	5,4
ПС Шхтв-7 – ПС Западная	АС-120/19	0,6
ПС Западная – ПС Кипарисово	АС-120/19	20,1
ПС Кипарисово – ПС Раздольное 1	АС-120/19	9,1
ПС Раздольное 1 – ПС Пушкинская	АС-150/24	9,2
ПС Пушкинская – ПС Давыдовка	АС-150/24	31,7
ПС Давыдовка – ПС Западная	АС-120/19	4,5
ПС Давыдовка – ПС Западная	АС-240/32	14,9
АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	2,57
АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	2,57
Оп.162 – оп.128	АС-150/24	7,4
Оп.163 – оп.129	АС-150/24	7,6
Оп.128 – ПС Кролевецы	АС-150/24	1,62
Оп.129 – Кролевецы	АС-150/24	1,62
Оп.128 – ПС Западная	АС-150/24	27,4
Оп.129 – ПС Западная	АС-150/24	27,4

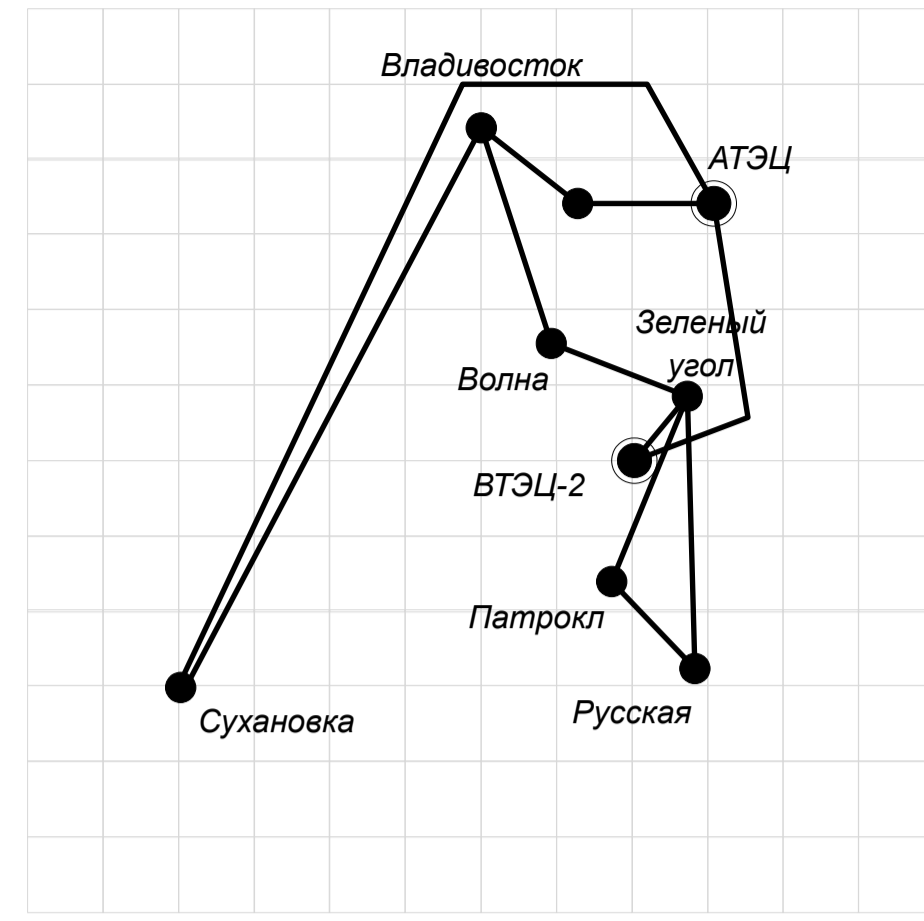
					ВКР.144071.130302.Сх			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КАРТА-СХЕМА ЮГА ПРИМОРСКОГО КРАЯ	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Ковальчук Р.К.	Провер.	Мясоедов Ю.В.			у		
Т.Контр.						Лист 1	Листов 6	
И.Контр.	Козлов А.Н.	Утвержд.	Савина Н.В.		РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАО «ФСК ЕЭС» НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА			АМІ У Кафедра энергетики

ВАРИАНТ №1



ПС Сухановка- ПС
Владивосток
2*140 км

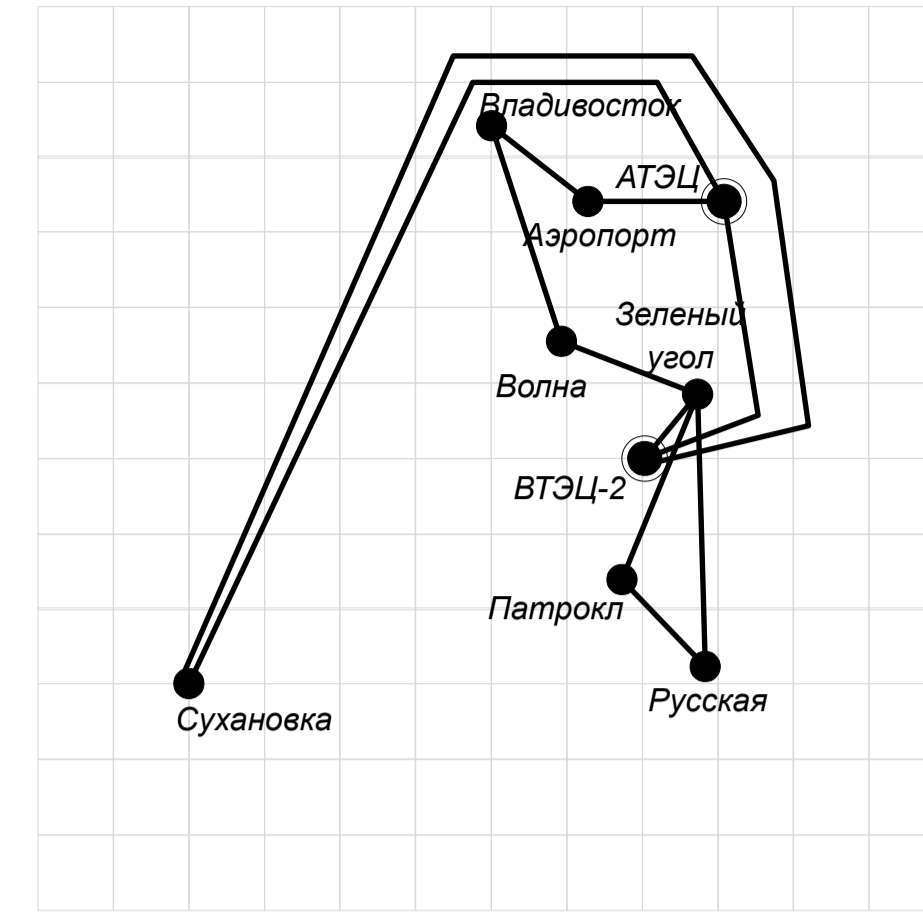
ВАРИАНТ №2



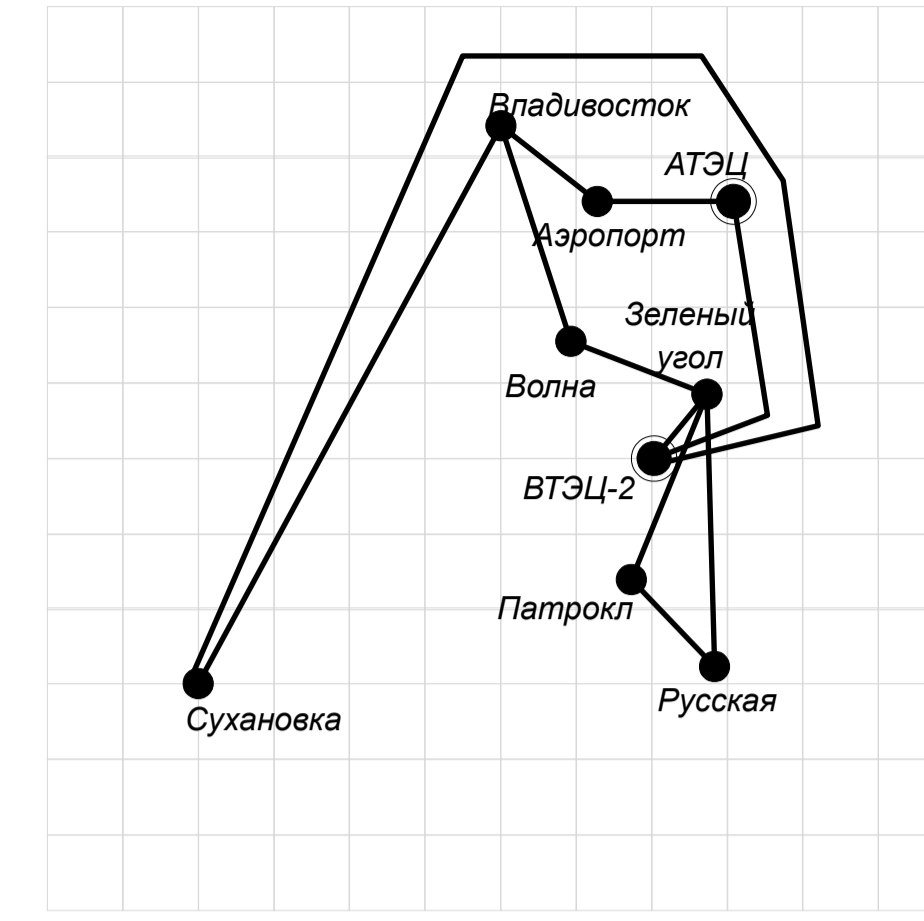
ПС Сухановка-
АТЭЦ
171 км
ПС Сухановка- ПС
Владивосток
140 км

ПС Сухановка-
АТЭЦ
ПС Сухановка-
ВТЭЦ
219 км

ВАРИАНТ №3

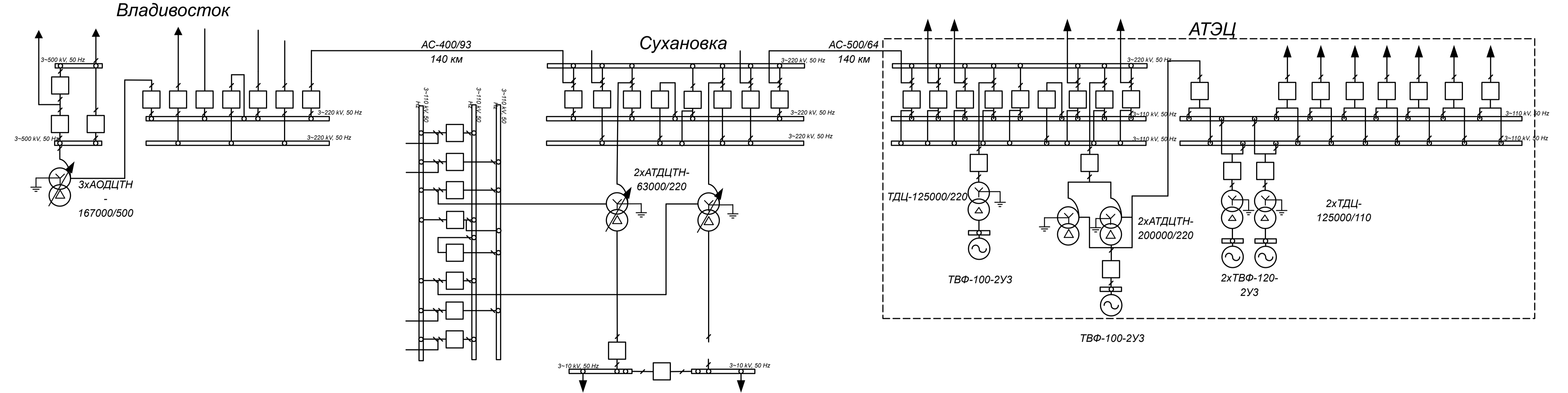


ВАРИАНТ №4

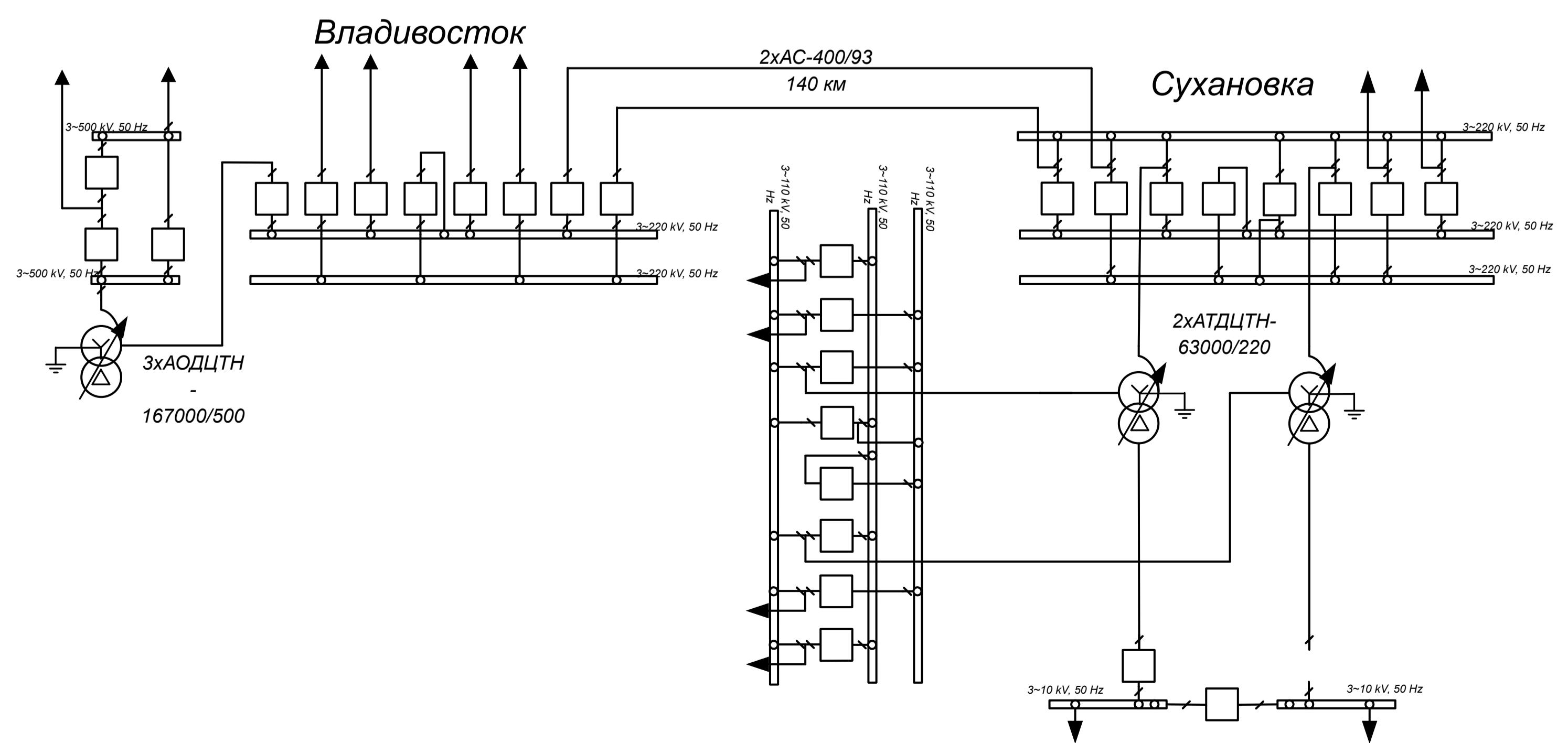


ПС Сухановка-
ВТЭЦ
219 км
ПС Сухановка- ПС
Владивосток
140 км

ВАРИАНТ №2

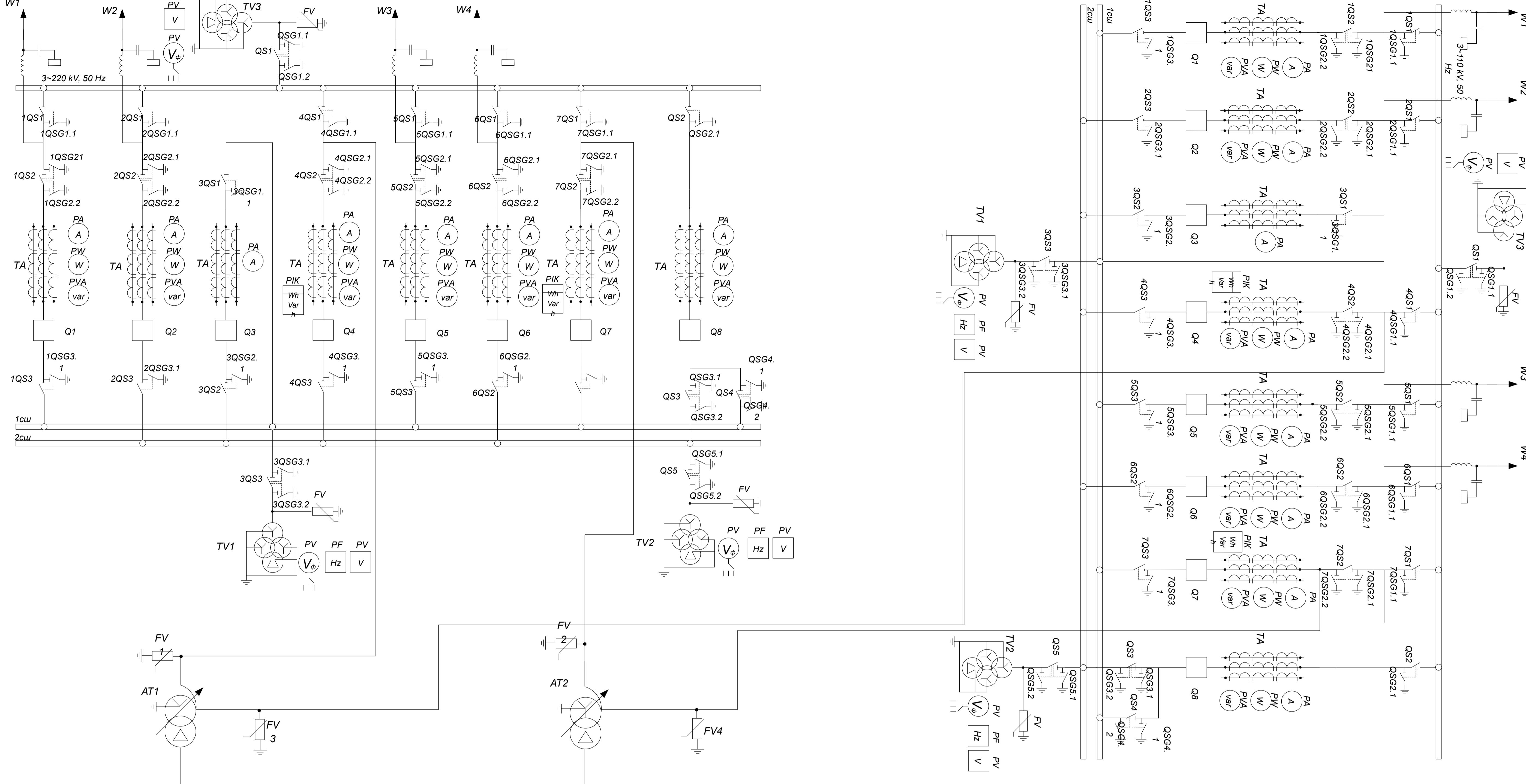


ВАРИАНТ №1

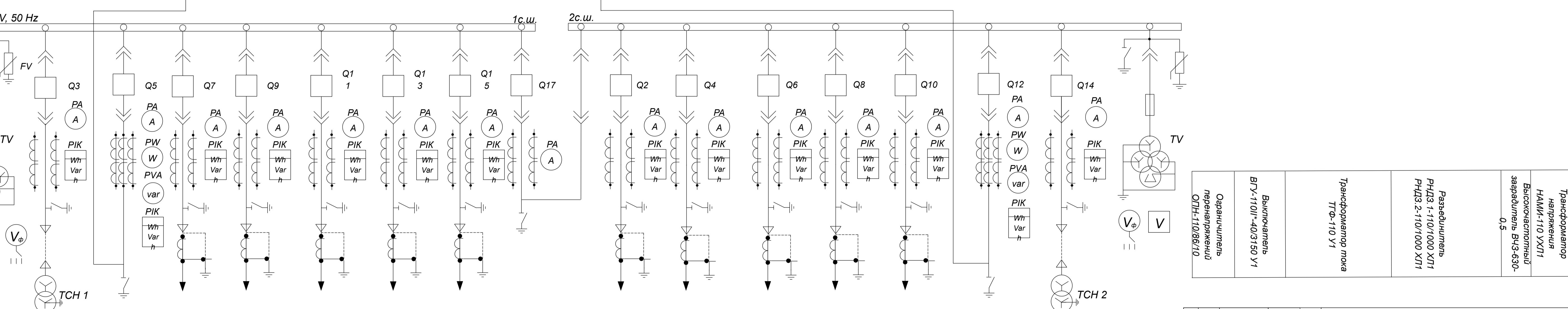


				ВКР.144071.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Конкурентноспособные варианты электрической сети	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Ковальчук Р.К.	Мисуров				у		
Провер.		Ю.В.				Лист 2	Листов 6	
Т.Контр.						АМИ У		
Н.Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра			
Утвержд.	Савина Н.В.				энергетики			

Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1
Высокочастотный зарядитель ВЧЗ-630-0,5
Обходная система шин АС-240/19
РНДЗ.1-220/1000 УХЛ1
Разъединитель РНДЗ.1-220/1000 ХЛ1
Разъединитель РНДЗ.2-220/1000 ХЛ1
Трансформатор тока ТФ-220 У1
Выключатель ВГУ-220И1-45/3150 У1
Разъединитель РНДЗ.1-220/1000 ХЛ1
Разъединитель РНДЗ.1-220/1000 ХЛ1
Ограничитель перенапряжений ОПН-220/154/10
Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1
Автотрансформатор АДЦТН-63000/220/110



КРУ - 10 кВ типа К-105



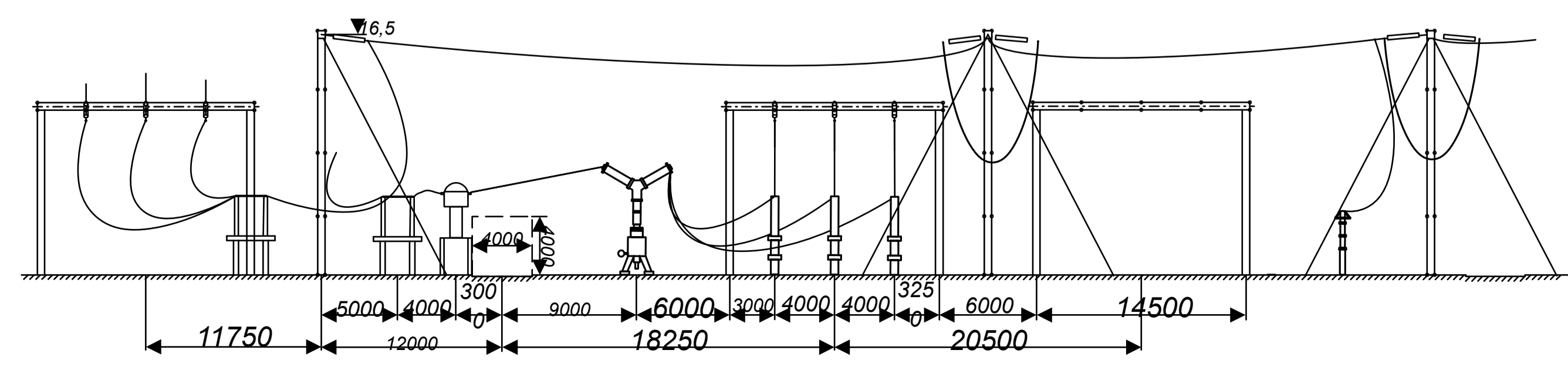
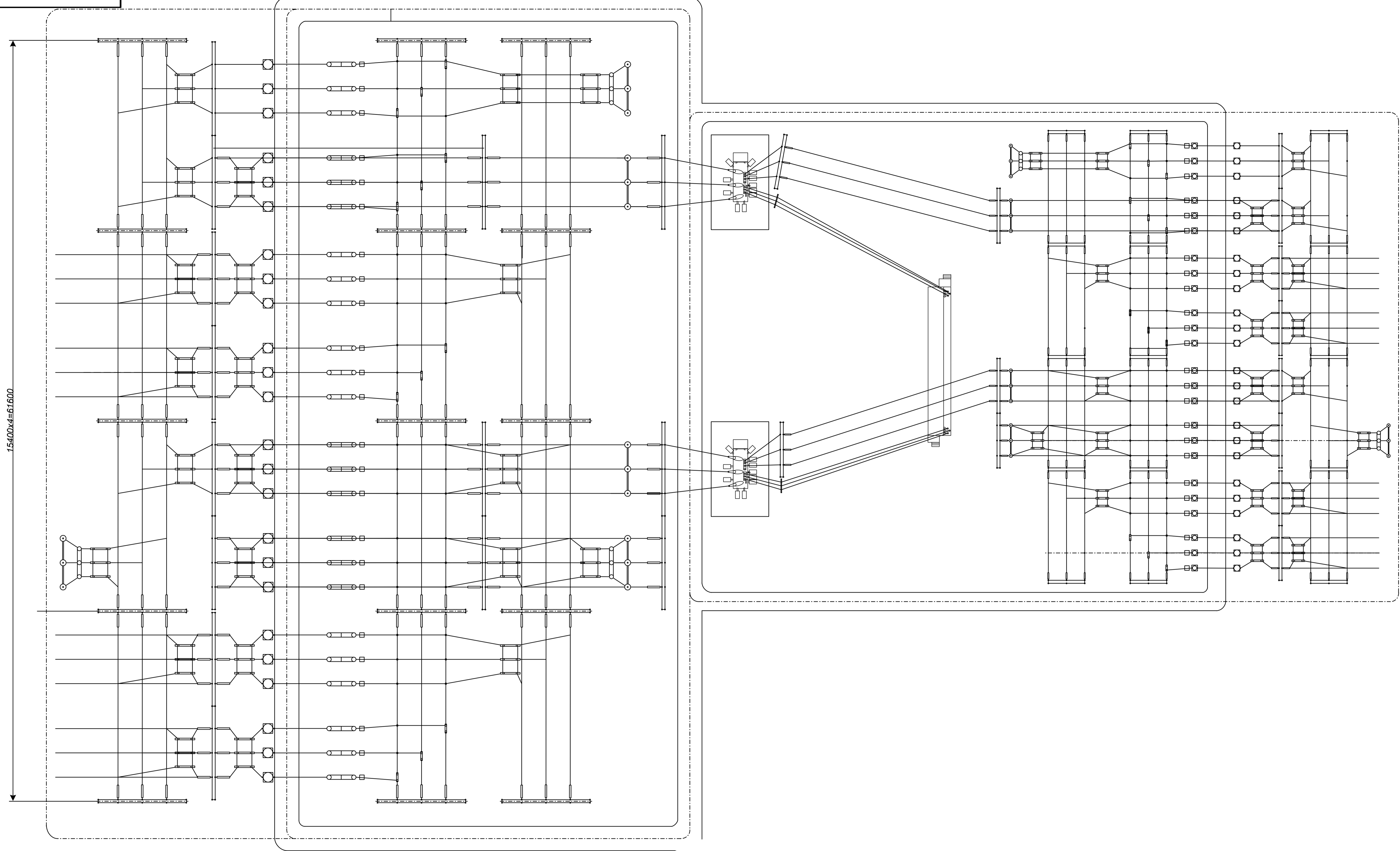
№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение Изм.	ТН 1	ТОН С1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	СВ	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	Т2	ТОН С2	ТН 2
трансформатор	НАМИТ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	НАМИТ-СЭЩ-10
Выключатель	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5	ВВЭ-М-10-31,5
ТСН		ТМ-630/10-11															ТМ-630/10-11
ОПН	ОПН-П-10																ОПН-П-10

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1
Высокочастотный зарядитель ВЧЗ-630-0,5
Ограничитель перенапряжений ОПН-110/66/10
Выключатель ВГУ-110И1-40/3150 У1
Трансформатор тока ТФ-110 У1
Разъединитель РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1
Разъединитель РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1

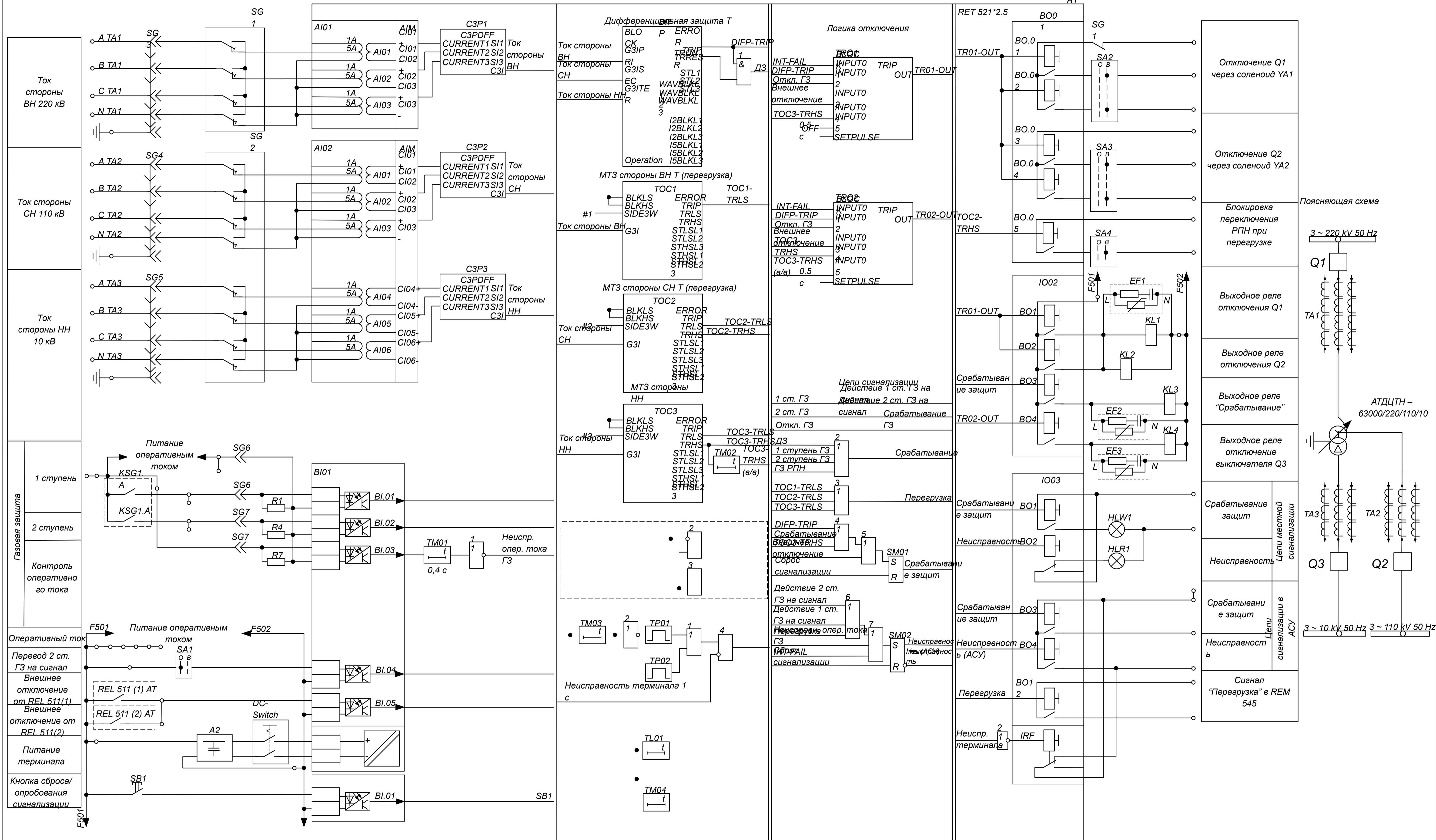
БКР144071.130302.Сх		
Однолинейная схема подстанции Сухановка 220/110/10		
Литера	Масса	Масштаб
у		
Лист 3	Листов 6	
АМИ У Кафедра энергетики		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Ковальчук Р.К.	Мясоедов Ю.В.		
Провер.	Т.Контр.			
Н.Контр.	Козлов А.Н.	Савина Н.В.		
Утвержд.				

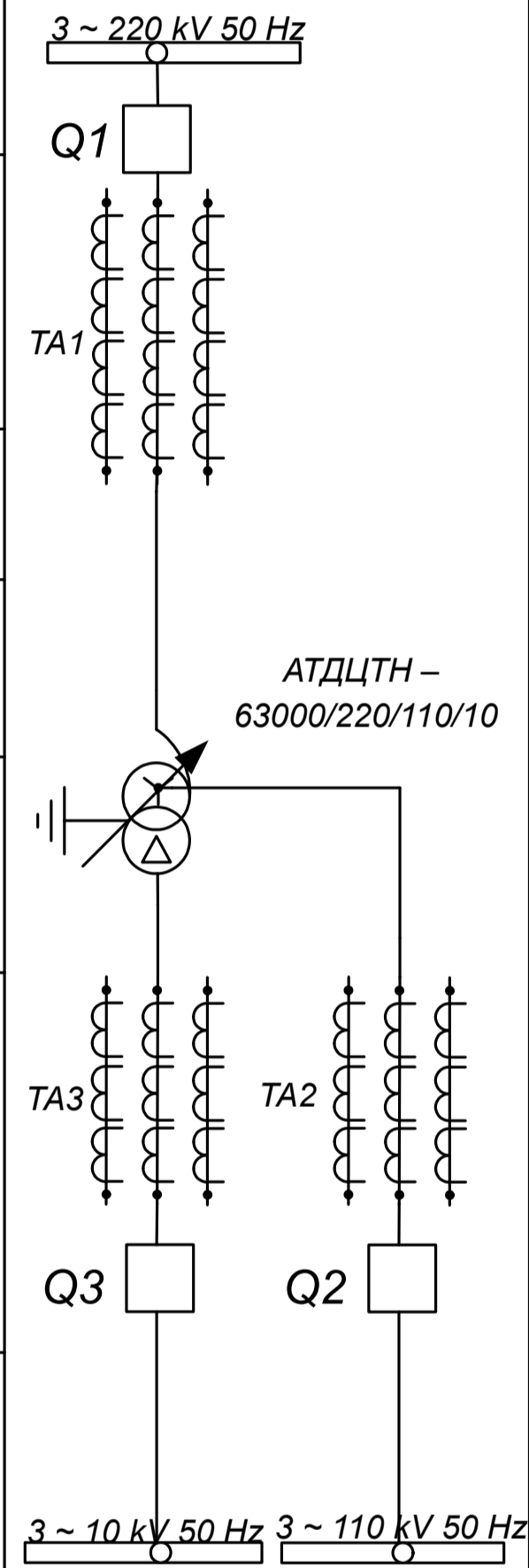
РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАО «ФСК ЕЭС» НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА



					БКР.144071.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ПЛАН ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА 220/110/10 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАО «ФСК ЕЭС» НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА		
Разраб.	Ковальчук Р.К.						
Провер.	Мясоедов Ю.В.						
Т.Контр.							
И.Контр.	Козлов А.Н.				Литера	Масса	Масштаб
Утвержд.	Савина Н.В.				У		
					Лист 4		Листов 6
					АМІ У Кафедра энергетики		



Поясняющая схема

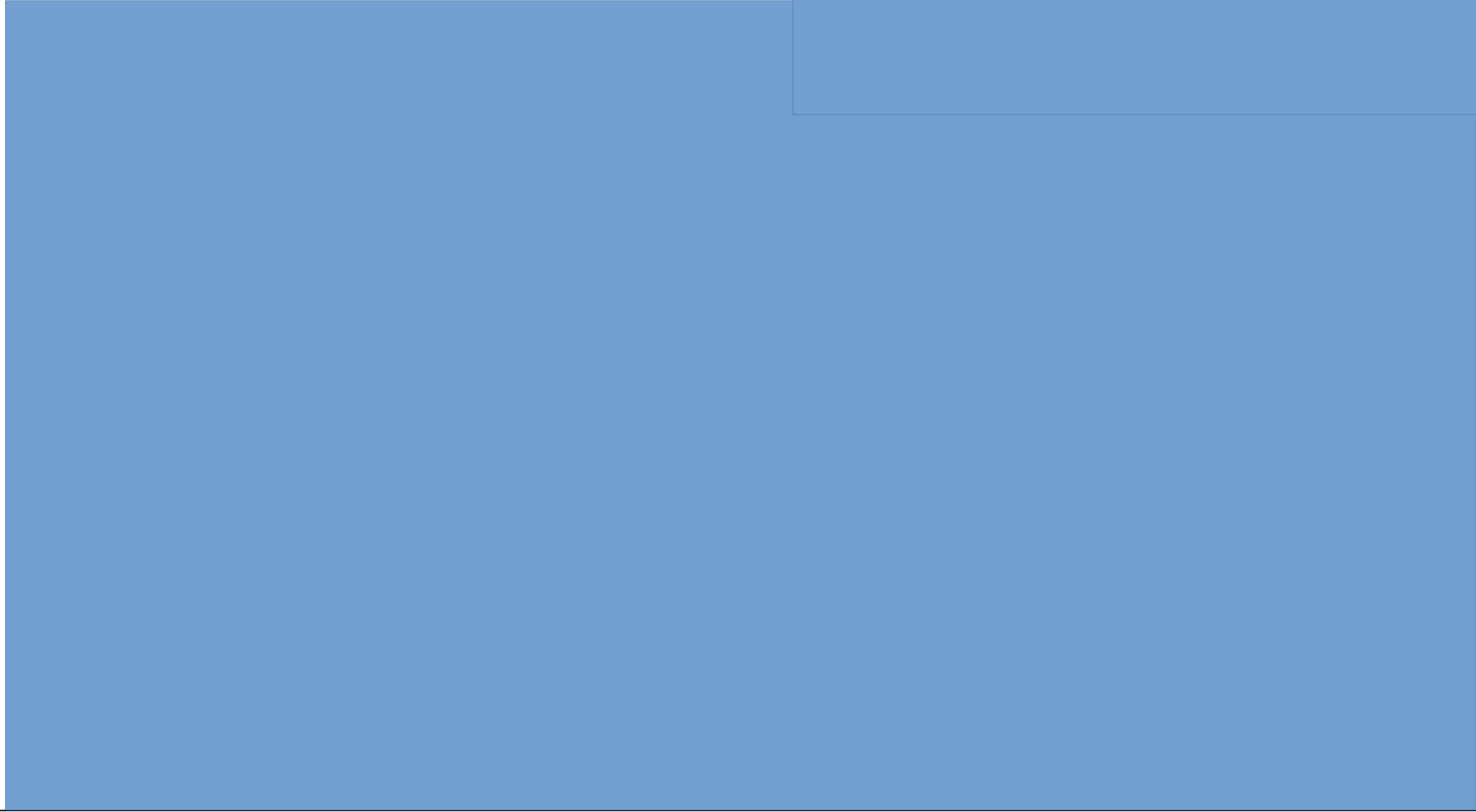


				BKР.144071.130302.C			
				X			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Ковальчук						
Провер.	Мельников						
Т.Контр.	Ю.В.						
Реценз.							
И.Контр.	Козлов А.И.						
Уте.	Савина Н.В.						
Релейная защита автотрансформатора 220/110/10кВ на базе терминала RET-521					Лист 5	Листов 6	
РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАО «ФСК ЕЭС» НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА					АМ У Кафедра энергетики		

Цветовые обозначения

-  500 кВ
-  220 кВ
-  110 кВ
-  35 кВ
-  10 кВ
-  6 кВ

ВАРИАНТ №1



						ВКР.144071.130302.Сх				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	МАКСИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ДЛЯ ВАРИАНТА №1 И ВАРИАНТА №2			<i>Литера</i>	<i>Масса</i>	<i>Масштаб</i>
<i>Разраб.</i>		Ковальчук Р.К.						У		
<i>Провер.</i>		Мисюров								
<i>Т.Контр.</i>		Ю.В.								
<i>Н.Контр.</i>		Козлов А.Н.			РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАО «ФСК ЕЭС» НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ СУХАНОВКА			АМГ У		
<i>Утвержд.</i>		Савина Н.В.						Кафедра энергетики		