

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

Факультет энергетический

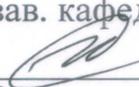
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 18 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Приморского края в связи с подключением Восток-Раффлс мощностью 25 МВт

Исполнитель

студент группы 542 об 2


_____ 14.06.19
подпись, дата

И.Е. Дьяченко

Руководитель

доцент


_____ 14.06.19
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


_____ 14.06.19
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


_____ 18.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

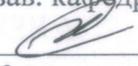
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дьяченко Илья Емельевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Рекомендация электрических сетей Приморского края в
связи с подключением подстанции Восток-Варварск мощностью 2,5 МВт
(утверждено приказом от 04.04.19 № 759-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электрических
соединений Приморских сетей, схемы ПС Приморского края, нагрузки
ПС по контрольным замерам

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика района, проектирование нагрузки, разработка системы
высшего электроснабжения, проектирование ПС Восток-Варварск, расчет мощностей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической
части, 35 таблиц, программный продукт Mathcad

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) по безопасности и экологичности данных, канд. техн. наук
А.Б. Булаков

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромашева Лилия Георгиевна
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 21 рисунок, 30 таблиц, 20 использованных источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЖИМ, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены варианты развития электрической сети Приморского края в связи с увеличением потребления электроэнергии «Восток Раффлс» мощностью 25 МВт. Проведен технико-экономический анализ вариантов, и выбор оптимального варианта электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного электрооборудования; проектирование ВЛ; приведена оценка надежности работы ПС «Восток Раффлс», определены параметры заземляющих устройств ПС «Восток Раффлс», зоны защиты от прямых ударов молнии, выбор устройств релейной защиты линии; а так же вопросы автоматики, телемеханики, и диспетчерского управления.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика верфи «Восток-Раффлс»	9
1.1 Краткое описание верфи «Восток-Раффлс»	9
1.2 Географическая и климатическая характеристика района	11
1.3 Характеристика центров питания	12
1.4 Характеристика рассматриваемой электрической сети	13
1.5 Основные проблемы функционирования рассматриваемой сети	16
2 Прогнозирование нагрузки	18
3 Характеристика и анализ режимов существующей сети	25
4 Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей	37
4.1 Компенсация реактивной мощности	37
4.2 Проверка трансформаторов	38
4.3 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при реконструкции	39
5 Выбор оптимального варианта проектирование электрической сети	45
5.1 Определение капитальных вложений в сеть	45
5.2 Определение эксплуатационных издержек	47
5.3 Затраты	48
6 Расчет токов короткого замыкания	49
7 Выбор и проверка оборудования ПС «Восток-Раффлс»	54
7.1 Выбор и проверка выключателей	54
7.2 Выбор и проверка разъединителей	57
7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	58
7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	61
7.5 Выбор и проверка токоведущих частей	63
7.6 Выбор и проверка тсн	66
7.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	68

7.8	Выбор комплектных распределительных устройств	69
7.9	Выбор и проверка выключателей встроенных в кру	70
7.10	Выбор трансформатора тока	73
7.11	Выбор трансформатора напряжения	75
8	Молниезащита и заземление ПС «Восток-Раффлс»	77
8.1	Заземление пс «восток раффлс»	77
8.2	Защита от прямых ударов молнии	81
8.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	84
9	Выбор системы оперативного тока ПС «Восток Раффлс»	88
10	Релейная защита, автоматика и сигнализация	91
10.1	Виды и типы релейной защиты	91
10.2	Защита трансформатора	93
10.3	Автоматика на ПС «Восток-Раффлс»	103
10.4	Сигнализация на ПС «Восток-Раффлс»	108
11	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС «Восток-Раффлс»	110
12	Безопасность и экологичность проекта	114
12.1	Экологичность проекта	117
12.2	Чрезвычайные ситуации	120
	Заключение	126
	Библиографический список	127

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва
АПВ – автоматическое повторное включение
ВЛ – воздушная линия электропередачи
КЗ – короткое замыкание
МТЗ – максимальная токовая защита
ОРУ – открытое распределительное устройство
ОПН - ограничители перенапряжения
ПС - подстанция
РЗ и А – релейная защита и автоматика
РУ – распределительное устройство
СТМ – система телемеханики
ТИ – телеизмерения
ТН – трансформатор напряжения
ТТ – трансформатор тока
ТН – трансформатор напряжения
ТУ – телеуправление
ЦС – центральная сигнализация

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы электроснабжения, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время Приморский край обладает богатейшим природно-ресурсным потенциалом и на сегодняшний день является одним из наиболее инвестиционно привлекательных российских регионов. В стадии проектирования и строительства находится верфь «Восток-Раффлс». Это совместное предприятие ОАО «Дальневосточный центр судостроения и судоремонта» и сингапурской компании CIMC Raffles Offshore (Singapore) Limited. Основной целью этого уникального инвестиционного проекта является создание современной верфи оффшорного судостроения на Дальнем Востоке. Идея состояла в том, чтобы впервые в постсоветской истории строить морские платформы целиком. Виды деятельности компании: строительство и ремонт судов; строительство и ремонт спортивных и туристских судов; производство подъемно-транспортного оборудования.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы внешнего электроснабжения верфи «Восток-Раффлс» с нагрузкой 25 МВт, для надёжного и качественного электроснабжения верфи.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- проектирование ПС «Восток-Раффлс», разработка двух вариантов схем внешнего электроснабжения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС «Восток-Раффлс»;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС «Восток-Раффлс»;
- расчет надежности ПС «Восток-Раффлс»;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС «Восток-Раффлс».

Также необходимо учесть вопросы безопасности и экологичности.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, RastrWin3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРФИ «ВОСТОК-РАФФЛС»

1.1 Краткое описание верфи «Восток-Раффлс»

При создании такой сложной продукции, как современное судно, общий производственный процесс делят на составные части, т. е. на отдельные производственные процессы. В основе такого деления находится разбивка корпуса судна на законченные в конструктивном и технологическом отношении части, по мере изготовления которых становится возможным продолжение производственного процесса до его полного завершения.

Формирование видов судостроительного производства производят по общности применяемых методов изготовления изделий. Общий производственный процесс постройки металлического судна состоит из 11 видов судостроительного производства. Их перечень и краткая характеристика входящих в них работ приведены в табл. 1.

Каждый вид производства обычно размещают в обособленном (специализированном) подразделении судостроительного предприятия.

Таблица 1 – Виды судостроительного производства

Виды судостроительного производства	Содержание производственного процесса
1	2
Корпусообработывающее	Изготовление деталей корпуса, начиная от получения и складирования материала до комплектации и складирования деталей
Сборочно-сварочное	Сборка и сварка узлов, секций и блоков, секций корпуса судна с их насыщением
Корпусостроительное	Формирование корпуса судна на, построечном месте до спуска на воду, включая изготовление блоков судна
Трубообработывающее	Изготовление труб, определение, конфигурации и предварительный монтаж судовых трубопроводов на судне

1	2
Механомонтажное	Сборка агрегатов в цехе, монтаж главных и вспомогательных механизмов, устройств, теплообменных аппаратов, валопроводов, тяжеловесного оборудования, окончательный монтаж и испытания трубопроводов
Электромонтажное	Монтаж кабельных сетей, установка, включение, регулировка и сдача электрооборудования систем автоматики и специальной техники
Производство изделий корпусодостроечной номенклатуры	Изготовление в цехах судостроительного завода изделий корпусодостроечной номенклатуры
Производство по монтажу слесарно-корпусного насыщения, изготовлению и монтажу труб судовой вентиляции	Монтаж об решетников, каркасов для формирования помещений, других металлических конструкций (до изоляционных и, после изоляционных), креплений дельных вещей, бытового оборудования и мебели, изготовление и монтаж труб судовой вентиляции
Производство и монтаж изделий отделки и оборудования судовых помещений	Изготовление в цехах судостроительного завода неметаллических и композитных деталей, узлов, предназначенных для оборудования судовых помещений; изготовление и подготовка в цеховых условиях элементов отделки судовых помещений, монтаж деталей и изделий, предназначенных для отделки и оборудования судовых помещений
Производство по изготовлению и монтажу изоляции и лакокрасочным покрытиям	Подготовка поверхности конструкций, изготовление и монтаж изоляции, нанесение антикоррозионных и декоративных покрытий
Производство по испытаниями сдаче судов	Испытания и сдача судов

Судостроительное предприятие состоит из основных и вспомогательных цехов, в которых осуществляют, соответственно, основную и вспомогательную

части производственного процесса. В состав судостроительного предприятия также входят инженерные службы (конструкторские, технологические, метрологические), службы управления предприятием (планово-диспетчерская, экономические, автоматизации управления и др.) и обслуживания (административно-хозяйственные подразделения).

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники верфи «Восток-Раффлс» в основном относятся к категории II и III. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования. В процентном соотношении верфь «Восток-Раффлс» состоит из электроприемников II и III категории – 75%, и I категории – 25%.

1.2 Географическая и климатическая характеристика района

Шкотовский район расположен на юге края на берегу Уссурийского залива Японского моря. Состоит из двух частей — основной части и полуанклава, отделённого от района территорией Большого Камня. Административный центр – посёлок городского типа Смоляниново, расположенное в 178 километрах от Владивостока.

Площадь района — 2664,5 км², что составляет около полутора процентов от территории Приморского края. По этому показателю район занимает 15-е место в крае. Население Шкотовского района составляет 23 939.

Склоны гор имеют различную крутизну, в среднем 20-25 градусов, их гребни узкие, но плоские. Значительные площади занимают каменистые россыпи. Высота отрогов снижается на востоке по направлению к морю, водораздельные хребты переходят в мелкосопочные гряды высотой до 100 м.

Сильно пересеченный рельеф и большая крутизна склонов характерна для большей части территории района, делая большую часть территории района труднодоступной.

Грунт рассматриваемого района состоит из: песка, гравия, гальки, суглинки с гравием, глинистыми сланцами.

Климат района носит типично муссонный характер, проявляющийся в смене направлений воздушных потоков летом и зимой. На территории района явно выделяются две климатические микрзоны: прибрежная и континентальная. Наиболее холодный месяц - январь, средняя температура которого на побережье -5,1-12,5 градусов, в континентальной части -10,4-17,5 градусов. В отдельные дни температура воздуха в материковой части района опускается до -30 градусов.

Таблица 2 – Климатическая характеристика района

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-30
Абсолютный максимум, °С	33,6
Район по ветровому давлению	IV
Район по толщине стенки гололеда	IV
Число грозных часов в год	20
Нормативная глубина промерзания грунта, м	1,41
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$, Ом·м	500

1.3 Характеристика центров питания

Источником питания сети 110 кВ в рассматриваемом районе является. Установленная мощность 400 МВт. Распределительное устройство АТЭЦ 110кВ выполнены по схеме – две рабочие шины с присоединением Артемовская ТЭЦ трансформаторов и линий через один выключатель, 220 кВ – две рабочие и обходная системы шин. Выдача мощности с шин 110 кВ производится по 7 линиям: ВЛ АТЭЦ – ВЛ Промузел, ВЛ Шахта 7, ВЛ Западная №1,2, ВЛ до ПС Уссурийск №1, ВЛ Смоляниново-тяга, ВЛ Муравейка. По линиям 220 кВ, связь осуществляется с ВТЭЦ - 2, Аэропорт.

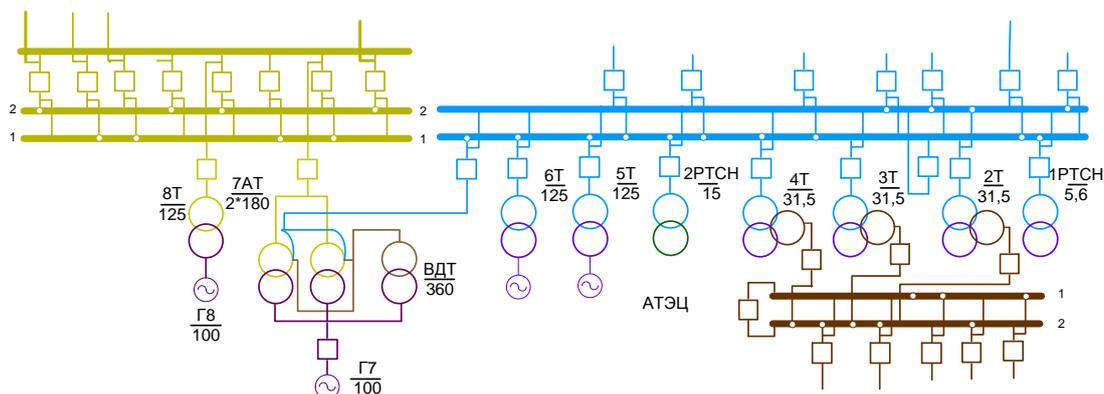


Рисунок 1 – Упрощенная схема Артемовской ГЭЦ

Для подключения верфи «Восток-Раффлс» необходимо рассмотреть ближайшие по месту расположения подстанции. По географическим признакам проектируемая подстанция «Восток-Раффлс» ближе всего расположена к ПС Береговая №1 и ПС Береговая №2.

На рисунке 2 представлена схема существующей сети 110-220 кВ рассматриваемого района.

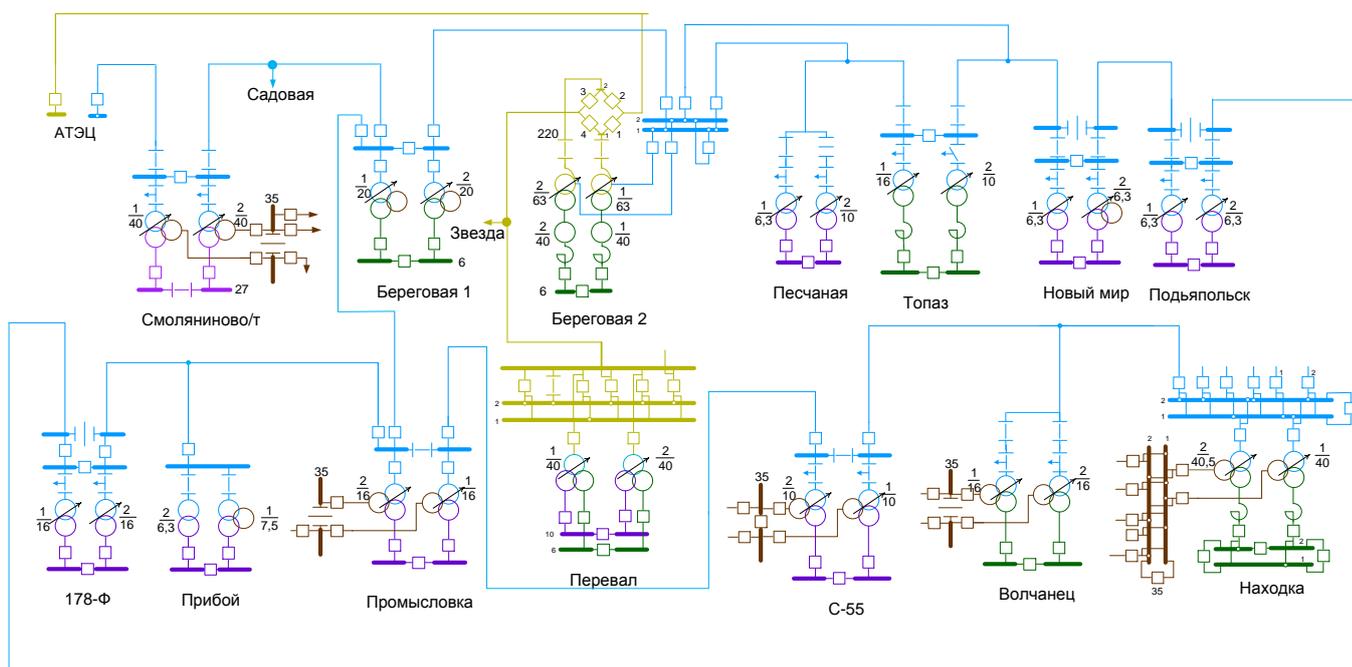


Рисунок 2 - Схема существующей сети 110-220 кВ рассматриваемого района

1.4 Характеристика рассматриваемой электрической сети

При проектировании развития электрической сети должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Поэтому необходимо дать характеристику электрической сети, а именно: ее

конфигурацию, схемы присоединения и схемы РУ подстанций, характеристику линий электропередачи и трансформаторов, а также перечень оборудования подстанций, на которых планируется реконструкция.

На рисунке 3 представлен район расположения рассматриваемой сети.

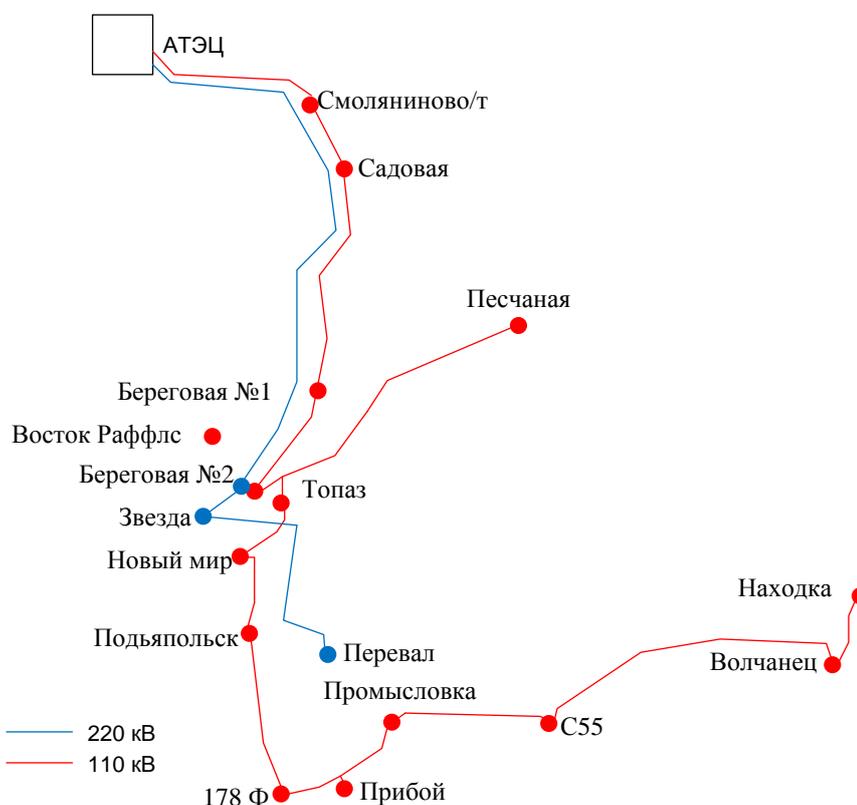


Рисунок 3 – Район расположения сети

Район расположения сети характеризуется рассредоточенностью сравнительно мощных потребителей электроэнергии на значительной территории.

По конфигурации рассматриваемая сеть относится к радиальной. Такая сеть является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС в рассматриваемой сети можно выделить следующие схемы присоединения:

- тупиковые – питаемые по одной или по двум радиальным линиям. К таким подстанциям относится подстанция 110 кВ Песчаная;
- ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях: ПС 110 кВ Прибой; ПС 110 кВ Топаз.

– проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии: ПС 110 кВ Смоляниново/тяга, ПС Береговая №1, ПС 220 кВ Береговая №2, ПС 110 кВ Садовая, ПС 110 кВ Новый мир, ПС 110 кВ Подьяпольск, ПС 220 кВ Звезда, ПС 220 кВ Перевал.

Характеристики ВЛ и трансформаторов приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Характеристика линий электропередачи рассматриваемого района

Наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	U, кВ	Длина, км	Марка провода
ВЛ 110 кВ				
АТЭЦ - Смоляниново/т	1965	110	22,99	АС-120, М-70
Смоляниново/т – Садовая	1970	110	31,75	АС-150, М-70
Садовая - Береговая №1	1972	110	1,04	М-70
Береговая №1 - Береговая №2	1972	110	1,7	АС-120
Береговая №2 - Топаз	1985	110	2,03	АС-70
Топаз - Песчаная	1986	110	22	АС-70
Топаз – Новый мир	1986	110	14,03	АС-95
Новый мир - Подьяпольск	1986	110	13,4	АС-95
Подьяпольск – 178-Ф	1987	110	13,883	АСК -120
178-Ф - Прибой	1987	110	6,3	АСК-120
Прибой – Промысловка	1987	110	8,11	М-70
Промысловка - Береговая №1	1989	110	19,87	М-70
Промысловка - С 55	1989	110	7,54	АС-120
С 55 - Волчанец	1989	110	17,603	АС-120 М-70
ВЛ 220 кВ				
АТЭЦ – Береговая №2	1974	220	45,3	АС - 300
Береговая №2 - Звезда	1974	220	0,59	АС – 300
Звезда - Перевал	1975	220	33,78	АС – 300

Таблица 4 – Данные по силовым трансформаторам

Наименование ПС	Диспетчерский номер	Тип трансформатора	Схема соединения обмоток	Группа соединения обмоток
ПС 110 кВ				
Смоляниново/т	Т-1	ТДТН -40000/110/35/27,5	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Смоляниново/т	Т-2	ТДТН -40000/110/35/27,5	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Садовая	Т-1	ТРДН-40000/110/6/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Садовая	Т-2	ТРДН-40000/110/6/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Береговая №2	Т-1	АТ-63000/220/110/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Береговая №2	Т-2	АТ-63000/220/110/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Береговая №1	Т-1	ТМ-20000/110/35/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Береговая №1	Т-2	ТМ-20000/110/35/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Топаз	Т-1	ТДН – 16000/110/6	Y/Δ	11
Топаз	Т-2	ТДН – 10000/110/6	Y/Δ	11
Песчаная	Т-1	ТДН – 10000/110/10	Y/Δ	11
Песчаная	Т-2	ТДН – 6300/110/10	Y/Δ	11
Новый мир	Т-1	ТДН – 6300/110/10	Y/Δ	11
Новый мир	Т-2	ТДТН – 6300/110/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Подьяпольск	Т-1	ТДН – 6300/110/10	Y/Δ	11
Подьяпольск	Т-2	ТДН – 6300/110/10	Y/Δ	11
178-Ф	Т-1	ТДН – 16000/110/10	Y/Δ	11
178-Ф	Т-2	ТДН – 16000/110/10	Y/Δ	11
Прибой	Т-1	ТДН – 6300/110/10	Y/Δ	11
Прибой	Т-2	ТДТН – 6300/110/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Промысловка	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Промысловка	Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
С 55	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
С 55	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Волчанец	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Волчанец	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
ПС 220 кВ				
Звезда	Т-1	ТРДН-63000/220/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Звезда	Т-2	ТРДН-63000/220/10	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Перевал	Т-1	ТРДН-40000/220/10/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11
Перевал	Т-2	ТРДН-40000/220/10/6	Y _o / Y _o /Δ	0-11

1.5 Основные проблемы функционирования рассматриваемой сети

Современное состояние электроэнергетики Шкотовского района показывает, что действующая схема сетей не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности.

Планируется подключение верфи «Восток-Раффлс» мощностью 25 МВт. К действующим подстанциям 110 кВ невозможно подключить нагрузку 25 МВт, это обусловлено в первую очередь перегруженностью сетей, износом значительной части электрических сетей, выработан нормативный срок эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Для решения приведенных проблем необходимо спроектировать новую ПС «Восток-Раффлс» и рассмотреть варианты подключения ее к сети 110 или 220 кВ, которая направлена на увеличение пропускной способности сети.

2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ

В существующем районе ежегодно в большом количестве реализуются заявки на технологическое присоединение, в результате чего необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования. К ним относятся: метод прямого счета, который основан на определении ожидаемого электропотребления по отдельным отраслям народного хозяйства и последующем суммировании полученных результатов; методы, основанные на непосредственной экстраполяции электропотребления; экономико-математические методы; метод технологического графика (используется для крупных заводских установок); метод удельных нагрузок на 1 м^2 производственной площади для применения к силовой нагрузке машиностроительных предприятий; статистический метод, применяющийся для определения электрических нагрузок городов.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (2)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт · ч;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар · ч;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени за который определяется пропуск электроэнергии, ч.

Методом, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 4,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [15, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{\text{срт}} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (3)$$

где $P_{\text{срт}}$ – средняя нагрузка расчетного года;

$P_{\text{ср}}$ – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

На примере подстанции Береговая №1 покажем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2023 г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (4)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ о.е.}} = \frac{P_i}{P_{\text{ср}}}, \text{ о.е.} \quad (5)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ о.е.}} \cdot P_{\text{ср пр}}, \text{ МВт} \quad (6)$$

где $P_{\text{ср пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Береговая №1

Время, ч	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	2	3	4		6	7
1	13,71	5,484	3,92	4,01	15,22	6,09
2	13,72	5,488	3,92	4,01	15,23	6,09
3	13,73	5,492	3,92	4,01	15,24	6,10
4	13,74	5,496	3,93	4,01	15,25	6,10
5	13,75	5,5	3,93	4,02	15,26	6,11
6	13,78	5,512	3,94	4,03	15,30	6,12
7	13,89	5,556	3,97	4,06	15,42	6,17
8	13,92	5,568	3,98	4,07	15,45	6,18
9	13,99	5,596	4,00	4,09	15,53	6,21
10	13,78	5,512	3,94	4,03	15,30	6,12
11	13,98	5,592	3,99	4,08	15,52	6,21
12	13,84	5,536	3,95	4,04	15,36	6,14
13	13,78	5,512	3,94	4,03	15,30	6,12
14	13,89	5,556	3,97	4,06	15,42	6,17
15	13,99	5,596	4,00	4,09	15,53	6,21
16	14,01	5,604	4,00	4,09	15,55	6,22
17	14,03	5,612	4,01	4,10	15,57	6,23
18	14,1	5,7	4,03	4,16	15,65	6,33
19	14,02	5,608	4,01	4,10	15,56	6,22
20	14,09	5,636	4,03	4,12	15,64	6,26
21	14,03	5,612	4,01	4,10	15,57	6,23
22	14,01	5,604	4,00	4,09	15,55	6,22
23	13,99	5,596	4,00	4,09	15,53	6,21
24	14	5,6	4,00	4,09	15,54	6,22

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{\text{эф}}$:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \sum_1^{24} P_i^2}, \text{ МВт} \quad (7)$$

где T_n – период наблюдения, 24ч;

P_i – значение нагрузки i -го часа.

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}} . \quad (8)$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (9)$$

где t_β – коэффициент Стьюдента, $t_\beta = 1,96$;

k_ϕ – коэффициент формы.

– среднее значение нагрузки в часы минимальных нагрузок P_{min} :

$$P_{\text{min}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 - t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт.} \quad (10)$$

В таблице 6 представлены вероятностные характеристики существующей и прогнозной нагрузки:

Таблица 6 – Вероятностные характеристики нагрузки ПС Береговая №1

Вероятностные характеристики	19 декабря 2018 г.	Прогнозируемые, 19 декабря 2023 г.
$P_{\text{ср}}$	12.26	13.6
$P_{\text{эф}}$	12.63	14.01
k_ϕ	1,03	1,03
P_{max}	14.1	15.65
P_{min}	13,71	15,22

Согласно полученным результатам на следующих рисунках представлены суточные графики нагрузки за 19 декабря 2018 г. и спрогнозированной нагрузки:

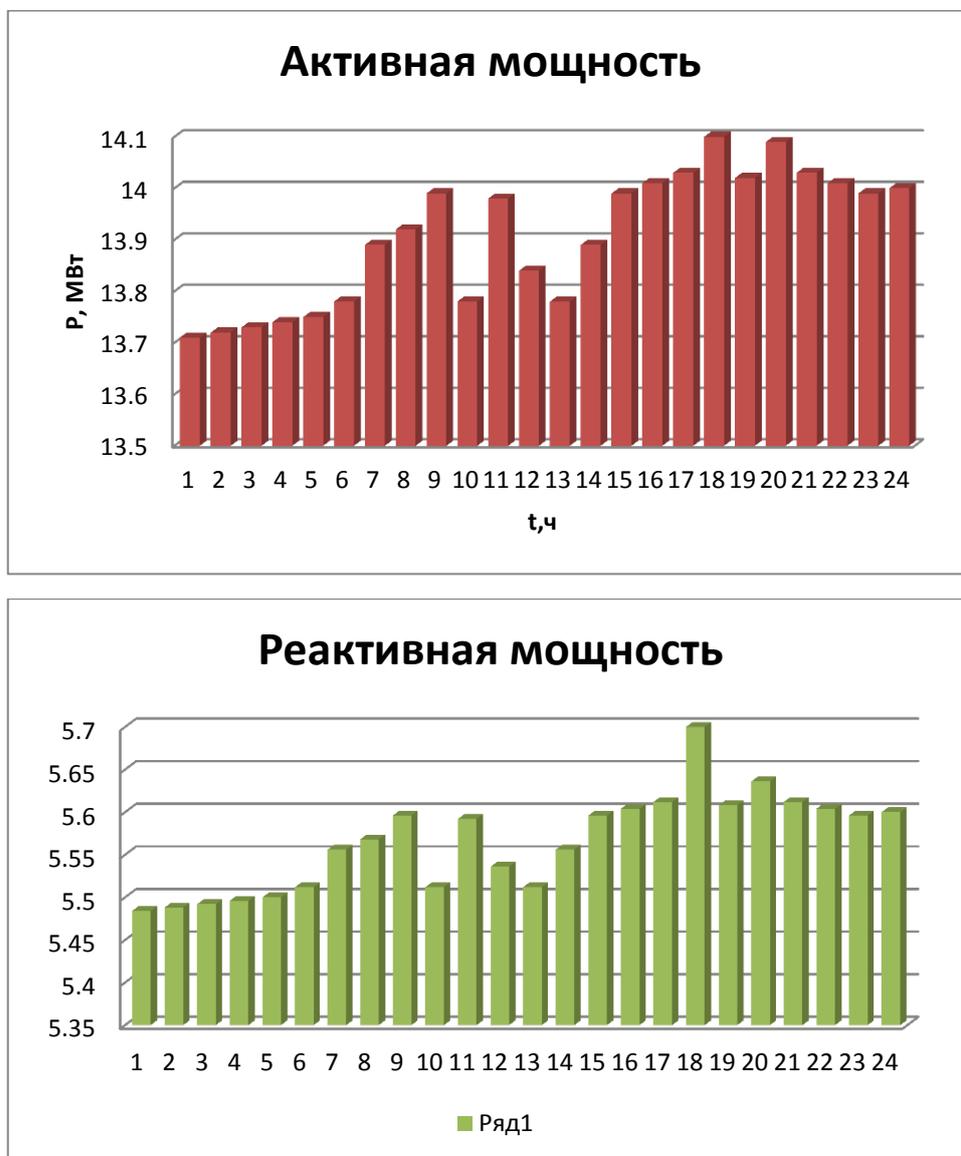


Рисунок 4 – Суточные графики активной и реактивной нагрузки
ПС Береговая №1

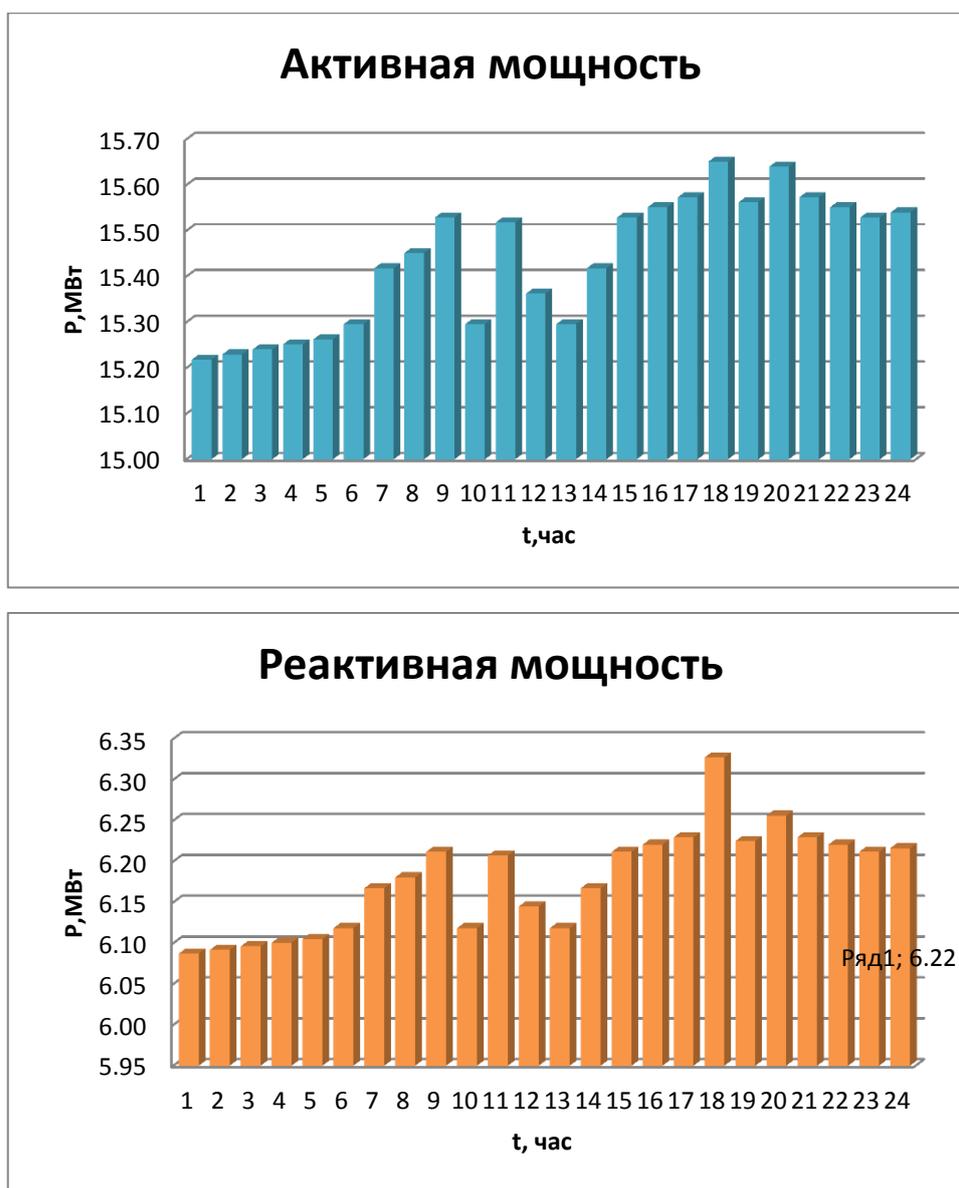


Рисунок 5 – Спрогнозированные суточные графики активной и реактивной нагрузки ПС Береговая №1

Таким же образом прогнозируем нагрузку остальных подстанций. Результаты расчета приведены в следующей таблице 7. Из вероятностных характеристик приведем только параметры, необходимые в дальнейших расчетах.

Таблица 7 – Параметры нагрузки подстанций рассматриваемой сети

№ узла	Название ПС	Спрогнозированная нагрузка, 2023г.				
		декабрь, 19ч.		Вероятностные характеристики		
		P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _{ср} , МВт	P _{max} , МВт	Q _{max} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
11	Смоляниново/т	10,8	21,1	9,49	10,91	21,31
21	Садовая	25	10	24.5	25.8	10.5

продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
31	Береговая №1	14,1	5,65	12,38	14,24	5,71
41	Береговая №2	8,4	1,3	7,38	8,48	1,31
42	Береговая №2	7,7	2,4	6,76	7,78	2,42
51	Гопаз	7,3	2,8	6,41	7,37	2,83
61	Песчаная	0,5	0,2	0,44	0,51	0,20
71	Новый мир	3,6	1,4	3,16	3,64	1,41
81	Подьяпольск	2,6	11	2,28	2,63	11,11
91	178-Ф	5,1	2,6	4,48	5,15	2,63
101	Прибой	1,9	11	1,67	1,92	11,11
111	Промысловка	16,1	7,7	14,14	16,26	7,78
121	С 55	10,4	3,1	9,13	10,50	3,13
131	Волчанец	12,1	14,8	10,63	12,22	14,95
141	Звезда	63,1	12,6	61,2	64,4	12,8
151	Перевал	28,01	10,2	27,5	29,1	10,31

3 ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Целью электрического расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети, и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети 110, включающий подстанции Смоляниново/т, Садовая, Береговая №1, Береговая №2, Топаз, Песчаная, Новый мир, Подьяпольск, 178-Ф, Прибой, Промысловка, С 55, Волчанец.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонное сопротивление и индуктивную проводимость проводов, используемых в рассматриваемой сети.

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (11)$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (12)$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{ мкСм}. \quad (13)$$

Таблица 8 – Параметры линий электропередачи

Линии	U, кВ	Марка провода	Длина, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
АТЭЦ – Смоляниново/т	110	АС-120, М-70	22,99	6,97	0,94	64,9
Смоляниново/т – Садовая	110	АС-150, М-70	31,75	8,63	13,74	82,2
Садовая - Береговая №1	110	М-70	1,04	0,10	0,10	
Береговая №1 - Береговая №2	110	АС-120	1,7	0,46	0,70	4,6
Береговая №2 - Топаз	110	АС-70	2,03	0,87	0,90	5,2
Топаз - Песчаная	110	АС-70	22	9,42	9,77	56
Топаз – Новый мир	110	АС-95	14,03	4,62	5,66	38,5
Новый мир - Подьяпольск	110	АС-95	13,4	4,42	5,41	36,8
Подьяпольск – 178-Ф	110	АСК -120	13,883	1,88	2,88	18,6
178-Ф - Прибой	110	АСК-120	6,3	1,70	2,61	16,9
Прибой – Промысловка	110	М-70	8,11	2,29	3,61	21,2
Промысловка - Береговая №1	110	М-70	19,87	5,56	8,76	51,4
Промысловка - С 55	110	АС-120	7,54	4,74	7,63	46,8
С 55 - Волчанец	110	АС-120 М-70	17,603	7,25	11,21	70,2
АТЭЦ - Береговая №2	220	АС - 300	45,3	4,8	19,12	119,1
Береговая №2 - Звезда	220	АС - 300	0,59	0,05	0,24	1,5
Звезда - Перевал	220	АС - 300	33,78	1,05	4,71	29

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений Дальневосточной распределительной сетевой компании (ДРСК).

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т\text{ ном}}^2} \quad (14)$$

где ΔP_K – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{Т\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

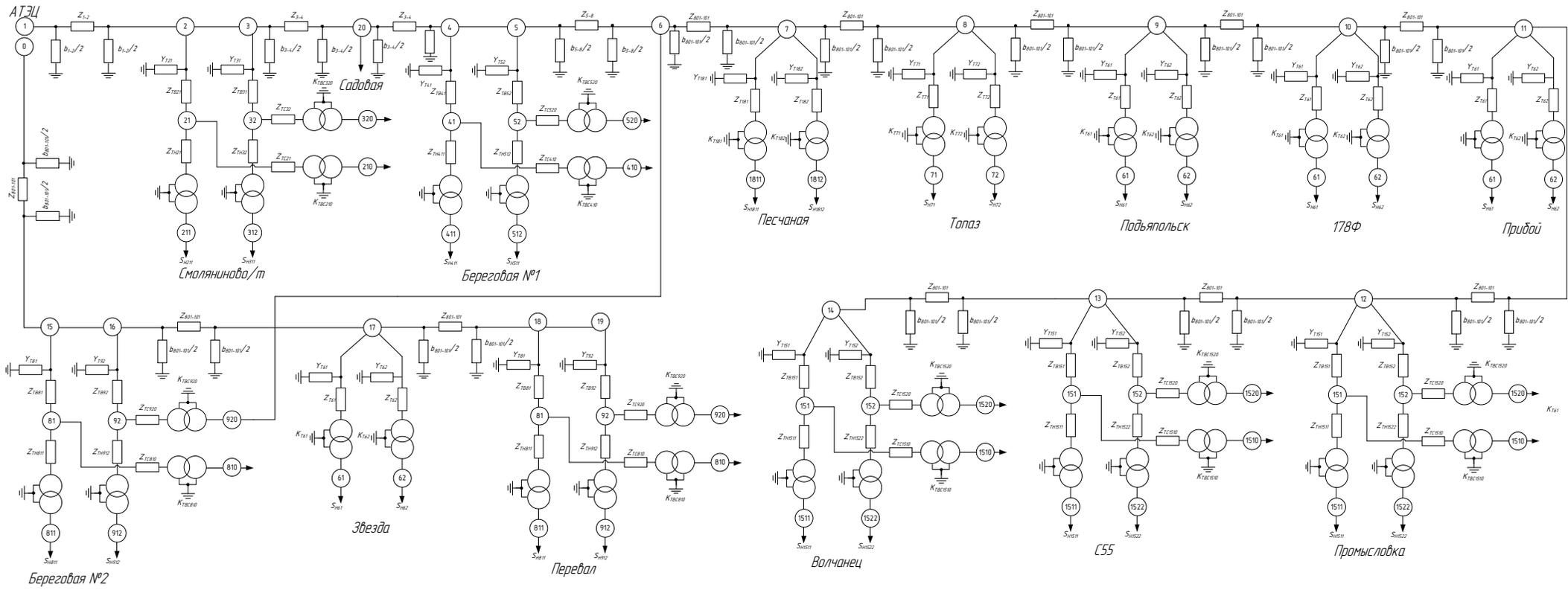


Рисунок 6 – Схема замещения электрической сети Шкотовского района

Индуктивное сопротивление:

$$X_T = \frac{U_{к,\%} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т\text{ ном}}} \quad (15)$$

где $U_{к,\%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений Дальневосточной распределительной сетевой компании (ДРСК).

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2 \cdot 1000}{S_{Т\text{ ном}}^2} \quad (16)$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{Т\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_T = \frac{U_{к,\%} \cdot U_{ВН}^2 \cdot 10}{S_{Т\text{ ном}}} \quad (17)$$

где $U_{к,\%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{ВН}^2} \quad (18)$$

где ΔP_x – потери активной мощности в режиме холостого хода.

Индуктивная проводимость:

$$B_T = \frac{I_{х,\%} \cdot S_{Т\text{ ном}} \cdot 10}{U_{ВН}^2} \quad (19)$$

где $I_{х,\%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры трехобмоточного трансформатора на подстанции Береговая №1.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{к,В} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,ВH} - \Delta P_{к,CH}) = 0,5 \cdot (67,7 + 62,5 - 47,1) = 41,55 \text{ кВт}, (20)$$

$$\Delta P_{к,C} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,BC} + \Delta P_{к,CH} - \Delta P_{к,ВH}) = 0,5 \cdot (67,7 + 47,1 - 62,5) = 26,15 \text{ кВт}, (21)$$

$$\Delta P_{к,H} = 0,5 \cdot (\Delta P_{к,ВH} + \Delta P_{к,CH} - \Delta P_{к,BC}) = 0,5 \cdot (62,5 + 47,1 - 67,7) = 20,95 \text{ кВт}. (22)$$

Активные сопротивления:

$$R_{ТВH} = \frac{\Delta P_{к,В} \cdot U_{ВH}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2} = \frac{41,55 \cdot 115^2 \cdot 1000}{20000^2} = 12,67 \text{ Ом}, (23)$$

$$R_{ТCH} = \frac{\Delta P_{к,C} \cdot U_{CH}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2} = \frac{26,15 \cdot 37,5^2 \cdot 1000}{20000^2} = 7,97 \text{ Ом}, (24)$$

$$R_{ТНH} = \frac{\Delta P_{к,H} \cdot U_{НH}^2 \cdot 1000}{S_{Т \text{ ном}}^2} = \frac{20,95 \cdot 10,5^2 \cdot 1000}{20000^2} = 6,39 \text{ Ом}. (25)$$

Напряжения короткого замыкания обмоток:

$$u_{к,В} = 0,5 \cdot (u_{к,BC} + u_{к,ВH} - u_{к,CH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 16,5 - 5,88) = 10,56 \%, (26)$$

$$u_{к,C} = 0,5 \cdot (u_{к,BC} + u_{к,CH} - u_{к,ВH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 5,88 - 16,5) = 0 \%, (27)$$

$$u_{к,H} = 0,5 \cdot (u_{к,ВH} + u_{к,CH} - u_{к,BC}) = 0,5 \cdot (16,5 + 5,88 - 10,5) = 5,94 \%. (28)$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{ТВH} = \frac{u_{к,В} \cdot U_{ВH}^2 \cdot 10}{S_{Т \text{ ном}}} = \frac{10,56 \cdot 115^2 \cdot 10}{20000^2} = 202,82 \text{ Ом}, (29)$$

$$X_{ТCH} = \frac{u_{к,C} \cdot U_{CH}^2 \cdot 10}{S_{Т \text{ ном}}} = 0 \text{ Ом}, (30)$$

$$X_{\text{ТНН}} = \frac{u_{\text{к,Н}} \cdot U_{\text{НН}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т ном}}} = \frac{5,94 \cdot 10,5^2 \cdot 10}{20000^2} = 114,09 \text{ Ом.} \quad (31)$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 1000}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{26,8 \cdot 1000}{115^2} = 2,21 \text{ мкСм.} \quad (32)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{х, \%}} \cdot S_{\text{Т ном}} \cdot 10}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{2,6 \cdot 20000 \cdot 10}{115^2} = 13,54 \text{ мкСм.} \quad (33)$$

В таблице №9 и таблице №10 представлены паспортные и расчетные параметры трансформаторов рассматриваемой сети.

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и непригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

Для расчета режима используем программный комплекс RastrWin, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Таблица 9 – Паспортные параметры трансформаторов

Наименование ПС	Диспетчерский номер	St, кВА	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ	Uк(вс), %	Uк(вн), %	Uк(сн), %	ΔРк(вс), кВт	ΔРк(вн), кВт	ΔРк(сн), кВт	ΔРх, кВт	Iх, %
Смоляниново/г	Т-1	40000	115	38,5	34,5	10,5	17,	6,5	200	-	-	39	0,6
Смоляниново/г	Т-2	40000	115	38,5	34,5	10,5	17,	6,5	200	-	-	39	0,6
Садовая	Т-1	40000	115	-	6,3	-	10,5	-	-	170	-	34	0,55
Садовая	Т-2	40000	115	-	6,3	-	10,5	-	-	170	-	34	0,55
Береговая №1	Т-1	20000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7
Береговая №1	Т-2	20000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7
Береговая №2	АТ-1	63000	230	121	6,6	12,5	22	9,5	220	-	-	55	1,1
Береговая №2	АТ-2	63000	230	121	6,6	12,5	22	9,5	220	-	-	55	1,1
Топаз	Т-1	16000	115	-	6,5	-	10,5	-	-	85	-	19	0,7
Топаз	Т-2	10000	115	-	6,6	-	10,5	-	-	60	-	14	0,7
Песчаная	Т-1	6300	115	-	11	-	10,5	-	-	44	-	11,5	0,8
Песчаная	Т-2	10000	115	-	11	-	10,5	-	-	60	-	14	0,7
Новый мир	Т-1	6300	115	-	6,6	-	10,5	-	-	44	-	11,5	0,8
Новый мир	Т-2	6300	115	38,5	10,5	10,9	16,87	5,72	84,31	86,25	57,24	34,2	3,85
Подьяпольск	Т-1	6300	115	-	11	-	10,5	-	-	44	-	11,5	0,8
Подьяпольск	Т-2	6300	115	-	11	-	10,5	-	-	44	-	11,5	0,8
178-Ф	Т-1	16000	115	-	11	-	10,5	-	-	85	-	19	0,7
178-Ф	Т-2	16000	115	-	11	-	10,5	-	-	85	-	19	0,7
Прибой	Т-1	7500	115	38,5	11	10,5	16,5	5,88	67,7	62,5	47,1	26,8	2,6
Прибой	Т-2	6300	115	-	11	-	10,5	-	-	44	-	11,5	0,8
Промысловка	Т-1	16000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7
Промысловка	Т-2	16000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7
С 55	Т-1	10000	115	38,5	11	12	19,37	6,99	73,75	76,22	57,01	16,75	0,6
С 55	Т-2	10000	115	38,5	11	10,92	18,32	6,99	75,39	75,59	57,01	16	0,6
Волчанец	Т-1	16000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7
Волчанец	Т-2	16000	115	38,5	11	12,45	19,5	7,5	76,3	78,3	58,8	16,9	0,7

Таблица 10 – Устройства регулирования напряжения

Наименование ПС	исп. номер	Место уст.	Вид устр. рег	Кол. ступ. Регул.	Шаг регул, %	Вид устр. рег	Кол. ступ. регул.	Шаг регул, %
Смоляниново/т	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Смоляниново/т	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Садовая	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Садовая	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Береговая №1	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Береговая №1	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Береговая №2	АТ-1	нейтр	РПН	12	1	ПБВ	5	2.5
Береговая №2	АТ-2	нейтр	РПН	12	1	ПБВ	5	2.5
Топаз	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Топаз	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Песчаная	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Песчаная	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Новый мир	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Новый мир	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Подьяпольск	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Подьяпольск	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
178-Ф	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
178-Ф	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Прибой	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Прибой	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Промысловка	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Промысловка	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
С 55	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
С 55	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Волчанец	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Волчанец	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Звезда	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Звезда	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Перевал	Т-1	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5
Перевал	Т-2	нейтр	РПН	18	1.78	ПБВ	5	2.5

Особенности данного программного комплекса:

- 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 мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- контроль исходной информации на логическую и физическую

- непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
 - оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
 - расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
 - расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
 - структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
 - проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
 - моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
 - моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
 - моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
 - анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных проектных задач, нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, учитывающей особенности внесения данных в Rastr.

В качестве балансирующего узла принят узел №1 – секция шин АТЭЦ. Этот узел является балансирующим по активной и реактивной мощностям и задается с постоянным модулем и фазой напряжения $U_r = \text{const}$, $\delta_r = \text{const}$.

Рассчитываем режим на основе данных контрольного дня замеров 19 декабря 2018 г. (нагрузки приняты за 19ч). Результаты расчета приведены на рисунке 7.

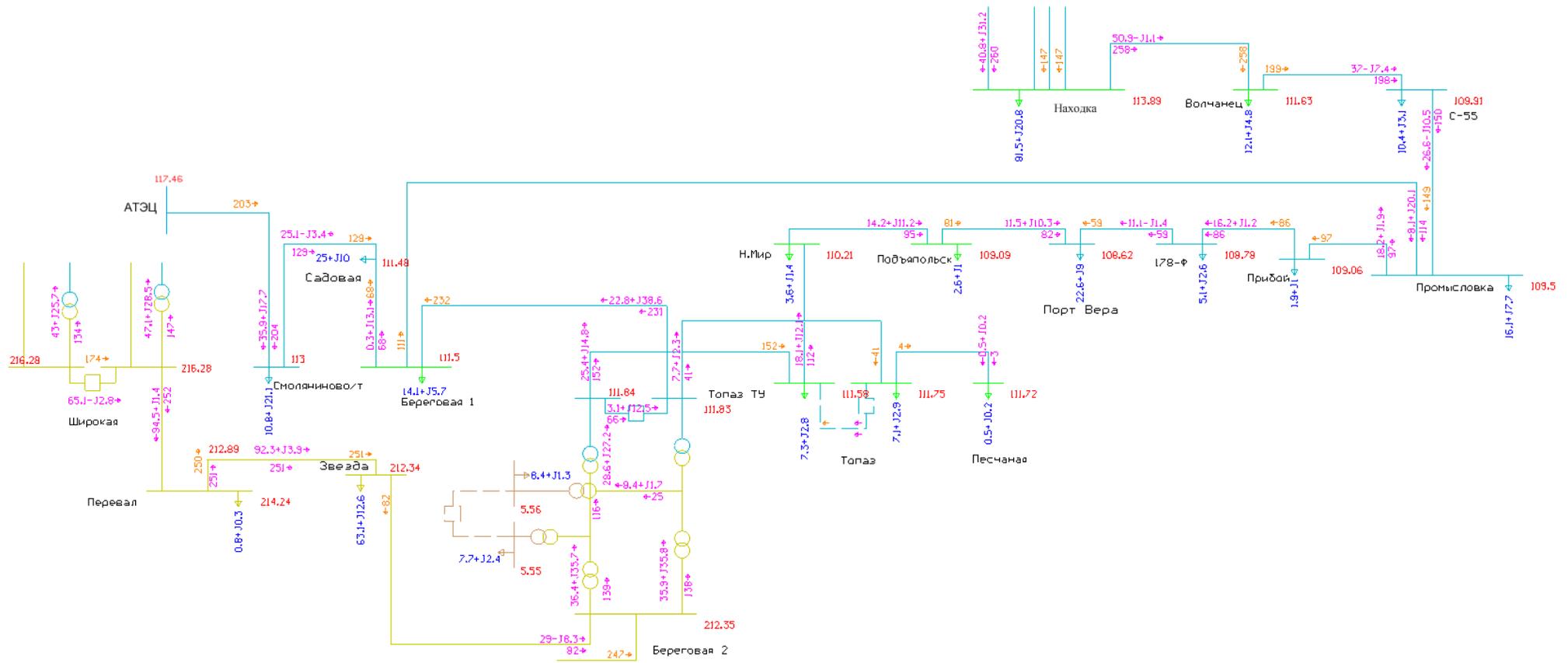


Рисунок 7 – Режим электрической сети рассматриваемого района на основе данных контрольного замера

Из полученных выше результатов при сравнении их с данными по ведомостям контрольного замера, можно сделать вывод о правильности полученного эквивалента электрической сети, расхождение результатов в основном не превышает 5%. Ниже представлены таблицы по загрузке трансформаторов и линий.

Таблица 11 – Данные по загрузке силовых трансформаторов

Наименование ПС, сторона трансформатора		I, А	Загрузка, %
Смоляниново/г	Т-1	88,9	71
Смоляниново/г	Т-2	18,8	15
Садовая	Т-1	11,5	35
Садовая	Т-2	18,5	61
Береговая №1	Т-1	435	25
Береговая №1	Т-2	270	16
Береговая №2	АТ-1	0	0
Береговая №2	АТ-2	207	66
Топаз	Т-1	0	0
Топаз	Т-2	425	48,57
Песчаная	Т-1	24	7,23
Песчаная	Т-2	0	0
Новый мир	Т-1	115	35
Новый мир	Т-2	0	0
Подьяпольск	Т-1	0	0
Подьяпольск	Т-2	130	39
178-Ф	Т-1	89	72
178-Ф	Т-2	40,2	50
Прибой	Т-1	0	0
Прибой	Т-2	32,7	65
Промысловка	Т-1	85	38
Промысловка	Т-2	9,6	32
С 55	Т-1	15,6	52
С 55	Т-2	13,2	49
Волчанец	Т-1	14,7	18,3
Волчанец	Т-2	12,3	15,3
Звезда	Т-1	73	40
Звезда	Т-2	96	64
Перевал	Т-1	79	45
Перевал	Т-2	0	0

Как видно из полученных данных, загрузка трансформаторов на некоторых подстанциях превышает номинальную ($k_3=0,7$; 70%).

По результатам расчетов в программе Rastr, составлена таблица распределения потерь между элементами сети.

Таблица 12 – Распределение потерь мощности

Элементы сети	ΔP , МВт	ΔQ , МВар
ЛЭП	1,25	0,99
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,1	1,25
Потери холостого хода в трансформаторах	0,12	0,64
суммарные потери	1,47	2,88
суммарные потери с учетом ген. Q ЛЭП	1,13	-0,89

Как видно из приведенной выше таблицы, зарядная мощность линий 110 кВ компенсирует с избытком потери реактивной мощности в сети, это обусловлено, прежде всего, сравнительно большой нагрузкой района.

Суммарная нагрузка сети:

$$S_{H\Sigma} = 19,4 + j7 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (34)$$

Процентное соотношение потерь в сети относительно нагрузки:

$$\Delta P_{\Sigma\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{H\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{1,13}{19,8} \cdot 100\% = 5,7\%. \quad (35)$$

Большие потери активной мощности обусловлены несоответствием сечения проводов согласно экономическим токовым интервалам и износом значительной части оборудования электрических сетей.

4 РАЗРАБОТКА И ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ДВУХ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Компенсация реактивной мощности

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

Рассмотрим выбор КУ на ПС «Восток-Раффлс».

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред} \quad (34)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{пред}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [12].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зад} = 25 \cdot 0,4 = 10 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{12,5 - 10}{2} = 1,25 \text{ МВар} \quad (35)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (36)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;
 S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,45 = 1,35 \text{ МВар.} \quad (37)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-900х1шт и БК-10-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\phi}; \quad (38)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\phi} = 12,5 - 2 \cdot 1,35 = 9,8 \text{ Мвар} \quad (39)$$

4.2 Проверка трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. При подключении нагрузки 25 МВт спроектируем новую ПС «Восток-Раффлс» и выберем трансформаторы.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (40)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_{T} – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора ПС «Восток-Раффлс»:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{25^2 + 9,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 19,2 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМН-25000/110/10

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном и послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (41)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} - 1 \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (42)$$

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{25^2 + 9,8^2}}{2 \cdot 25} = 0,537$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{25^2 + 9,8^2}}{25} = 1,074$$

Условие выполняется, следовательно, трансформаторы на ПС «Восток-Раффлс» выбраны, верно.

4.3 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при реконструкции

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

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим первый вариант, который предусматривает подключение ПС «Восток-Раффлс» на уровне напряжения 110 кВ к ВЛ 110 кВ Береговая №2 – Береговая №1, создавая кольцевую сеть, что обеспечит требуемый уровень надежности.

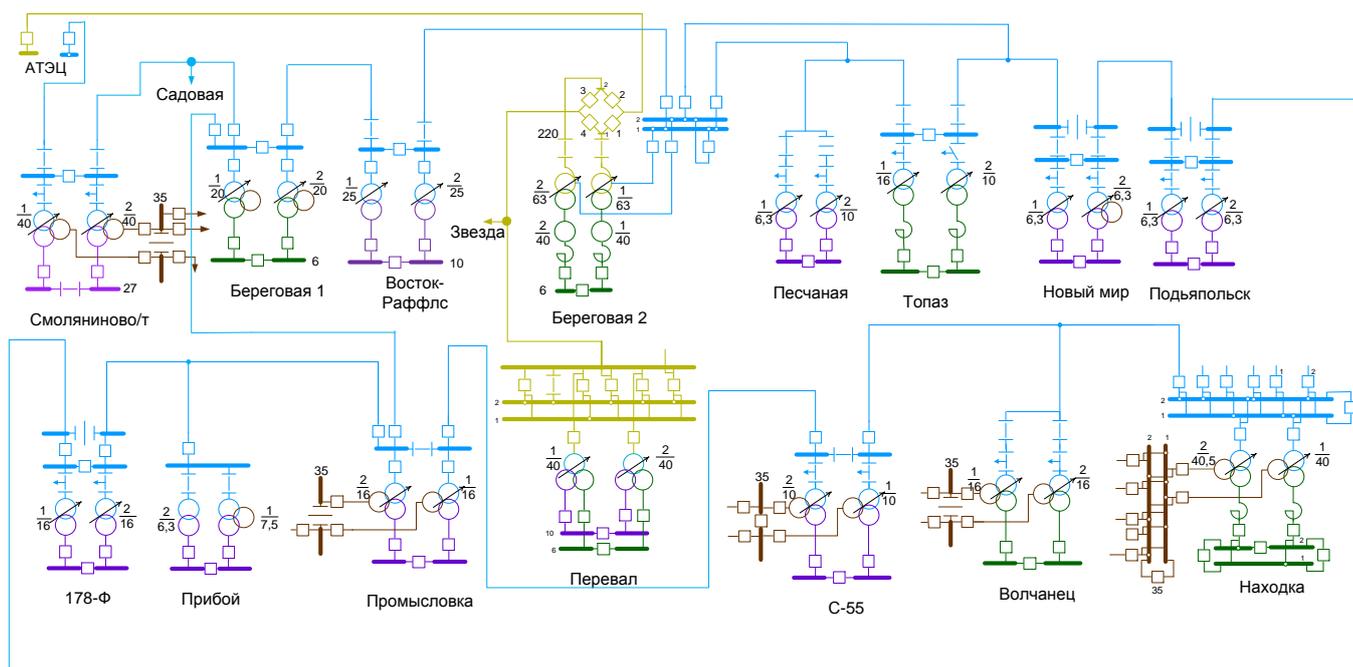


Рисунок 8 – 1 Вариант развития электрической сети

Произведем расчет режимов для данного случая. В результате расчета можно сделать выводы, что на ПС Прибой, ПС 178 Ф напряжение на шинах 110 кВ составляет 108 кВ. Экономическая плотность тока линий ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Смоляниново/т - Садовая – Береговая №1 превышает экономически целесообразную плотность тока ($1,1 \text{ А/мм}^2$) $1,8 \text{ А/мм}^2$, а так же нагрузка ВЛ Береговая №1 – «Восток Раффлс» составляет 77 % и ВЛ Береговая №2 – «Восток Раффлс» 104,2% в связи с этим необходима замена проводов на большее сечение.

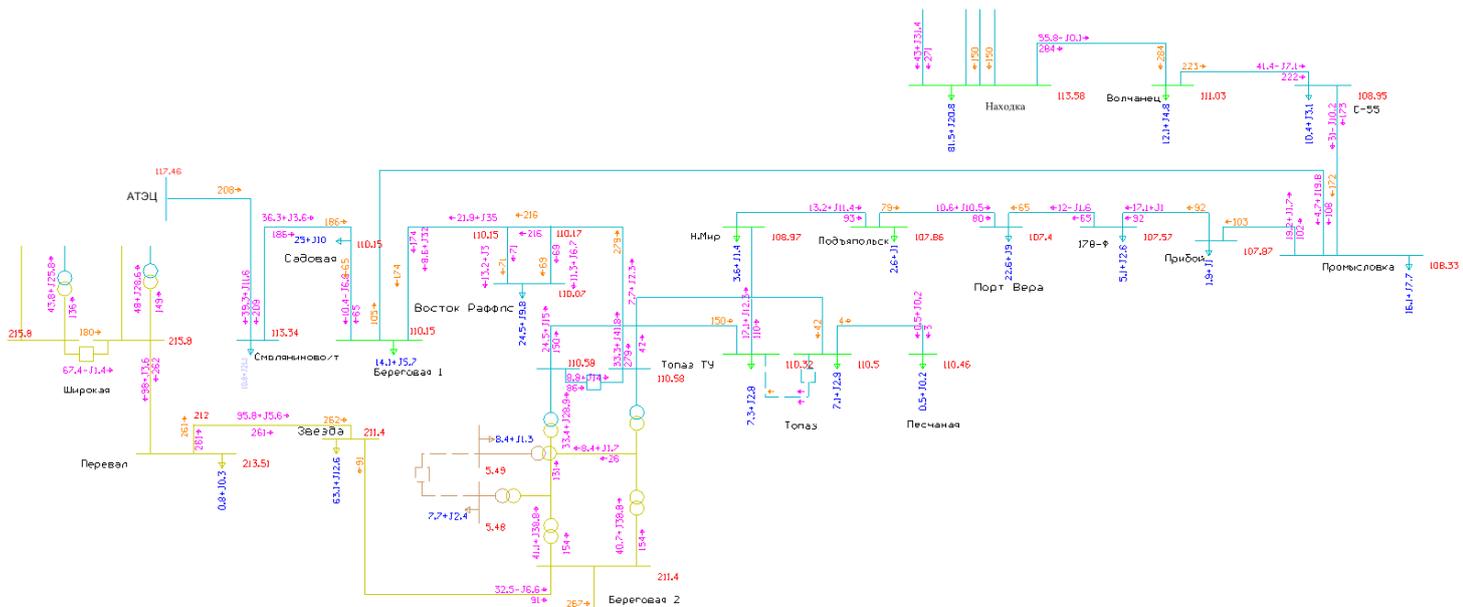


Рисунок 9 – Режим электрической сети 1 варианта

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (43)$$

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

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования

максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100 ч, $\alpha_T = 1,1$

Для линии 110 кВ АТЭЦ–Смоляниново/Т находим:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{39,3^2 + 11,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,248 \text{ кА}$$

Меняем на провод АС – 240/32, так же для ВЛ Береговая №1 – «Восток Раффлс» и ВЛ Береговая №2 – «Восток Раффлс» выбираем провод АС – 240/32.

Рассмотрим аварийные режимы:

1. При отключении ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Смоляниново/т превышен АДТН ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Раффлс (501 А при АДТН 482 А);

2. При отключении ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая 2, а также ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Смоляниново/т минимальное напряжение в сети 110 кВ составляет 87.9 кВ, что не позволяет обеспечить статическую устойчивость системы. Превышен АДТН по следующим ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 (460 А при АДТН 432 А);

- ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Раффлс (514 А при АДТН 482 А);

3. При отключении ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая 2, а также ВЛ 220 кВ Береговая-2 - Звезда минимальное напряжение в сети 110 кВ составляет 81.1 кВ. Превышен АДТН по следующим ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Смоляниново/т (752 А при АДТН 433 А);

- ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Береговая 1 (641 А при АДТН 434 А);

- ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55 (613 А при АДТН 433 А);

- ВЛ 110 кВ Промысловка – С-55 (471А при АДТН 434 А), превышен первичный ток ТТ на ПС 110 кВ Промысловка ($I_{1np}=405\text{А}$).

Для исключения перегрузки оборудования, а также недопустимых параметров аварийного режима рассматриваем вариант подключения ПС 110 кВ Раффлс от ВЛ 110 кВ Береговая 2 – Береговая 1, с учетом строительства ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - «Восток Раффлс».

Определим сечение ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - «Восток Раффлс»:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{31^2 + 13,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,204 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС – 240/32, так же для ВЛ Береговая №1 – «Восток Раффлс» и ВЛ Береговая №2 – «Восток Раффлс» выбираем провод АС – 240/32.

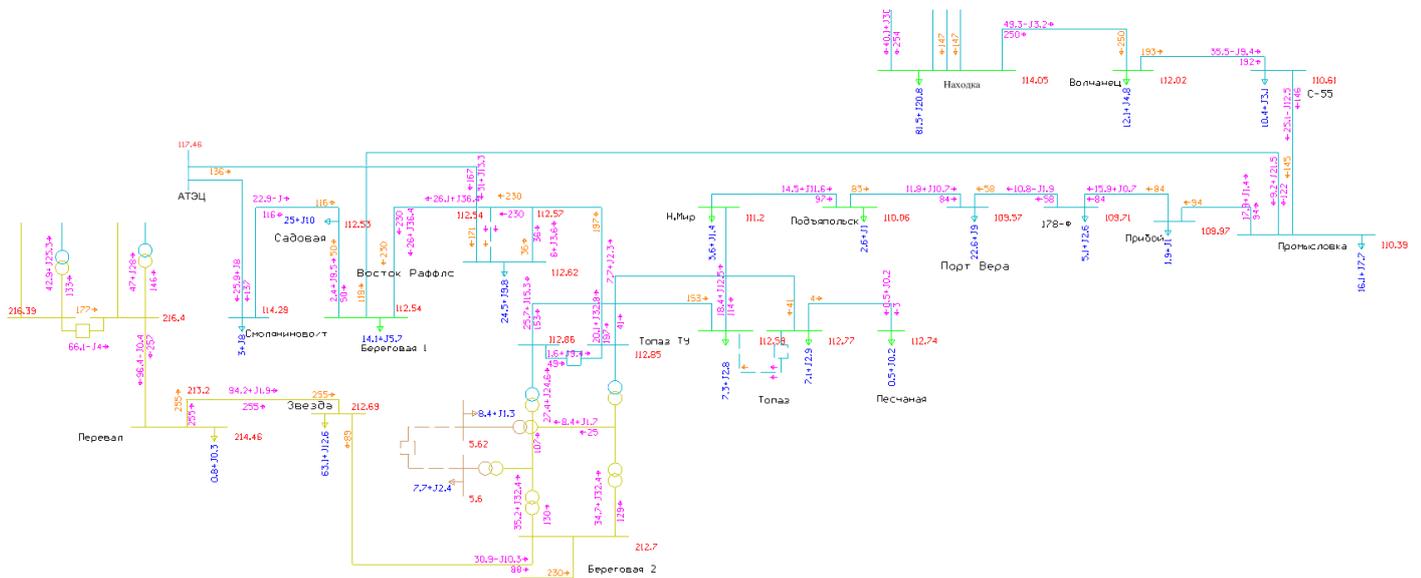


Рисунок 10 – Режим электрической сети 1 варианта с учетом строительства ВЛ Артемовская ТЭЦ - «Восток Раффлс»

2 Вариант рассмотрим сеть 220 кВ, а именно подключение ПС «Восток Раффлс» к ПС Береговая №2.

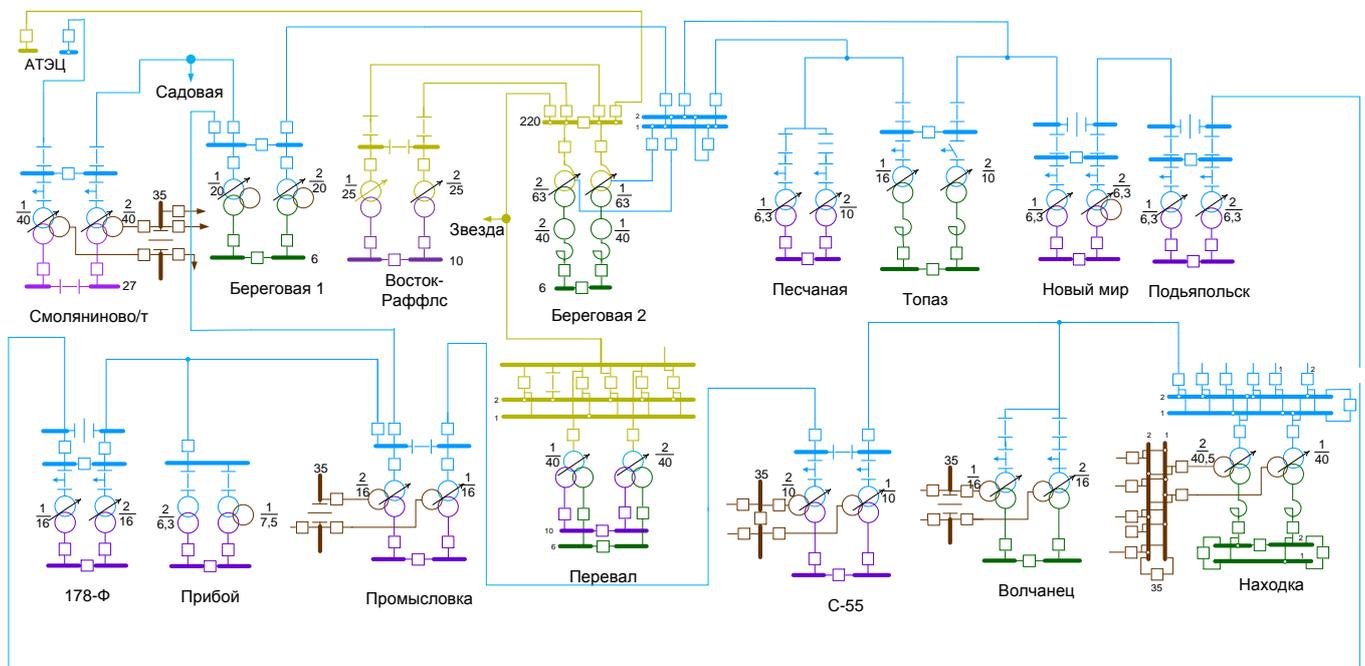


Рисунок 11 – 2 Вариант развития электрической сети

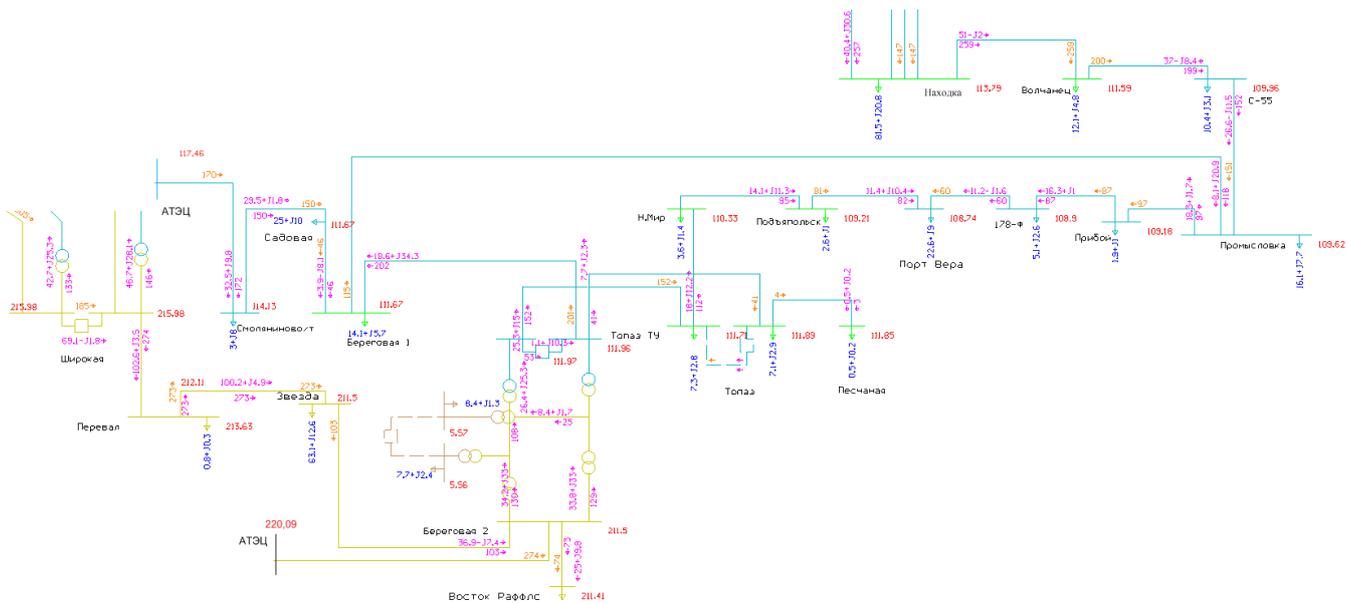


Рисунок 12 – Режим электрической сети 2 варианта

На головном участке 220 кВ АТЭЦ – Береговая № 2 проверим сечение провода:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{97^2 + 78^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 0,309 \text{ кА}$$

Заменяем провод АС – 300/39 на провод АС-400/51.

Для строительства ВЛ 220 кВ Береговая №2 – «Восток Раффлс» выберем сечение провода:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 0,041 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32.

По предварительным оценкам подключение на напряжении 220 кВ потребует не только усиления сети 220 кВ, но и замену ОРУ 220 кВ на ПС Береговая №2.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

5.1 Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г. [9].

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (44)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{пер}} \quad (45)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2018 [9] индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7.15; по подстанциям: 6.41.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост} \cdot k_{пер} \quad (46)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций.

Капиталовложения в ПС равны:

$$K_{П/С1} = (130 + 222 + 20 + 430) \cdot 6,41 = 5141,01 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{П/С2} = (310 + 320 + 20 + 610) \cdot 6,41 = 8077,01 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 13 – Капиталовложения в ВЛ

U _{ном}	Линия	Марка провода	n _{цеп}	l, км	Квл тыс. руб.
1 Вариант					
110 кВ	АТЭЦ - Смоляниново/т - Садовая – Береговая №1- «Восток Раффлс»- Береговая №2	АС-240	1	57,48	33870
	Строительство ВЛ АТЭЦ - «Восток Раффлс»	АС - 240	1	43,3	
2 Вариант					
220 кВ	АТЭЦ – Береговая №2 Береговая №2 – «Восток Раффлс»	АС-400	1	45,3	21630
		АС-240	2	2	

5.2 Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э \quad (47)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_э$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{К}{T_{сл}} \quad (48)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для подстанций $T_{слПС} = 15$, для линий

$$T_{слВЛ} = 20 \text{ [20, с.307].}$$

В качестве примера рассмотрим первый вариант сети:

$$И_{aВЛ} = \frac{33870}{20} = 1649 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{aПС} = \frac{5141,01}{15} = 388 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_a = 388 + 1649 = 2037 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = \alpha_э \cdot К \quad (49)$$

где $\alpha_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$$\alpha_{эПС} = 0,037, \alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

$$И_{эВЛ} = 0,008 \cdot 33870 = 270,96 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{эПС} = 0,037 \cdot 5141,01 = 190,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_3 = 270,96 \cdot 190,2 = 461,18 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки для первого варианта сети:

$$I_3 = 2037 + 461,18 = 2498 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 14 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
И _а , тыс. руб.	2037	1619
И ₃ , тыс. руб.	461,18	298,85
Суммарные издержки	2498	1918

Как видно из вышеприведенной таблицы, суммарные эксплуатационные издержки у второго варианта меньше, чем у первого.

5.3 Затраты

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E \cdot K + I \quad (50)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Для первого варианта сети:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 0,1 \cdot 39010 + 2498 = 6399 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 6399 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 4889 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные эквивалентные годовые расходы у первого второго варианта меньше, чем у первого. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 2.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета.

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

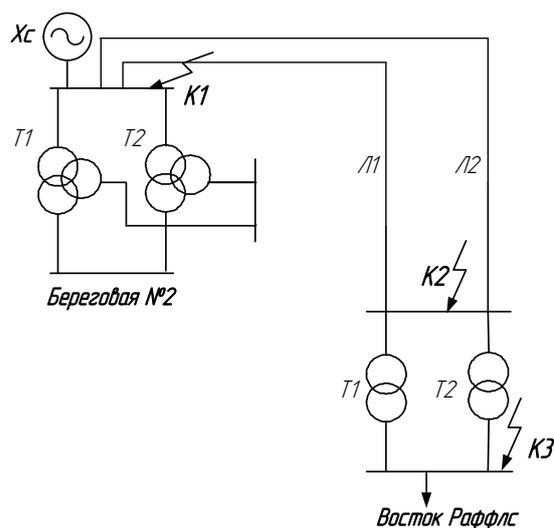


Рисунок 13 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

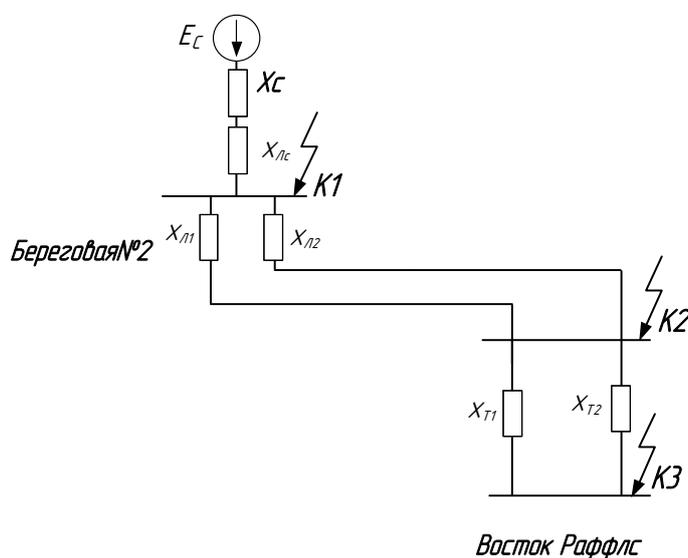


Рисунок 14 – Схема замещения прямой последовательности

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=230$ кВ, $U_2=10,5$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (51)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (52)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,3 \cdot 230} = 0,013 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 220 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 220 кВ АТЭЦ – Береговая №2:

$L_{л1} = 45,3$ км, марка провода АС-400, $x_0 = 0,42$ Ом/км;

ВЛ 220 кВ Береговая №2 – «Восток Раффлс»:

$L_{л1} = 2$ км, марка провода АС-240, $x_0 = 0,435$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (53)$$

$$X_{л1} = 0,42 \cdot 45,3 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,036 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 4 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,002 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС «Восток Раффлс»:

$$X_{\text{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{тр}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,21 \text{ о.е.} \quad (54)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

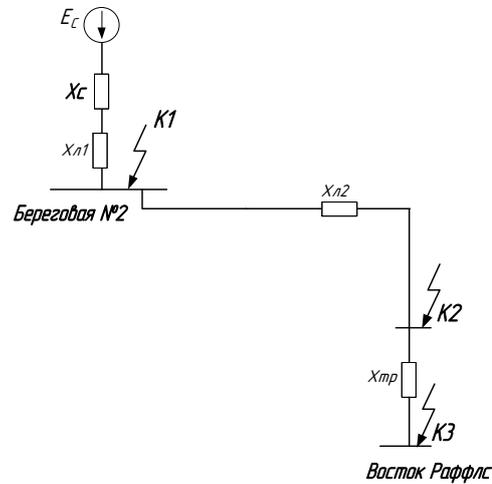


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_{л1} = 0,013 + 0,036 = 0,049 \text{ о.е.} \quad (55)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{л2} + X_{\Sigma K1} = 0,049 + 0,002 = 0,051 \text{ о.е.} \quad (56)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{\text{тр}} = 0,051 + 0,21 = 0,261 \text{ о.е.} \quad (57)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,049} \cdot 0,251 = 5,122 \text{ кА} \quad (58)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{пок2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\text{б1}} = \frac{1}{0,051} \cdot 0,251 = 4,92 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0кз}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{кз}}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,261} \cdot 5,5 = 21,07 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (59)$$

$$I_{\text{кз1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,122 = 4,44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,92 = 4,261 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21,07 = 18,2 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (60)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени

затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [11, с.110] принимаем среднее значение $k_{\text{уд}}=1,935$ для точки К1,К2, для точки К3 $k_{\text{уд}}=1,369$.

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 5,122 = 14,016 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,92 = 13,5 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 21,07 = 40,8 \text{ кА}$$

7.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (61)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (62)$$

где $t_{\text{з min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (63)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (64)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (65)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,92^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 62,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/1000 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,92 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,55 \text{ кА.} \quad (66)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{пт}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{пт} / I_{п0} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{(25)^2 + (10)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,071 \text{ кА}. \quad (67)$$

Результаты выбора выключателя на ПС «Восток Раффлс» сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=71 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,92 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=1,55 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,92 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=13,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=62,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-220/1000 УХЛ1 с двигателем электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=71$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=13,5$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА ² · с	$B_k = 16,6$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА ² · с	$B_k = 62,1$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, сопротивления соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (68)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока TG145 -220У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне СН:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (69)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (70)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (71)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 71 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 62,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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 $S_{2\text{ расч.}}$

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. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{дон} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2расч}$

Класс точности 1. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС «Восток Раффлс» выбираем трансформатор напряжения СРВ123- 220 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.5 Выбор и проверка токоведущих частей

7.5.1 Выбор жестких шин

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

Номинальный ток:

$$I_{\max_{HH}} = \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 588 \text{ А}; \quad (72)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{доп} = 745 \text{ А}.$$

Проверка, по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{no} = 39,628 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02; \quad i_{y\delta} = 94,34 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{104,604 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (73)$$

где $C = 120$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (74)$$

где J - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (75)$$

q - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{8130^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (76)$$

где i_{y0} - ударный ток на шине (А);

a - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} \quad (77)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 90$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

7.5.2 Выбор гибких шин

В РУ 220 кВ 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.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}; \quad (78)$$

-по термической стойкости

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (79)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (80)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей – $C = 165$;

для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

для стальных шин – $C = 70$;

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ равен 71 А.

Принимаем гибкие шины АС – 240/24, допустимый ток $I_{доп} = 610$ А, диаметр провода $d = 17,1$ мм.

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{доп} = 450 \text{ А.}$$

$$I_{max} = 71 \text{ А.}$$

$$I_{max} < I_{доп}.$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см} \quad (81)$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{сн}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{ср}}{r_{ЭКВ}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{441}{0,855}\right)} = 5,676 \text{ кВ/см} \quad (82)$$

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

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

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$6,07 \leq 29,59$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

7.6 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 19.

Таблица 19 – нагрузка собственных нужд

Вид потребителя	Нагрузка
	P, кВт
Подогрев выключателей	10,8
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	17
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	46

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (83)$$

$$P_{\Sigma} = 10,8 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 17 + 46 = 126,4 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (84)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный 1 [7].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{126,4}{1} = 126 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (85)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,1264}{2 \cdot 0,7} = 0,903 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

7.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (86)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

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

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9434^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (87)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446; \quad (88)$$

Проверка: $F_{расч.} = 22,29 Н \leq F_{дон} = 2250 Н$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

7.8 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с 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.

Максимальный рабочий ток на стороне «Восток Раффле»:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(25)^2 + (10)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ A.}$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распредустройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

– выключатели вакуумные;

– разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;

- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

7.9 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ

На ПС «Восток Раффлс» устанавливается ячейки секционного выключателя, а также выбор выключателей питающих рассматриваемую Верфь.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- длительному току : $I_{ном} \geq I_{ном.расч}$; $k_{пг} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (89)$$

где $i_{а.ном}$ – номинальное допусаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в} \quad (90)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (91)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

W_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (92)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 21.07^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 90,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21.07 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (93)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$.

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(25)^2 + (10)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ПС «Восток Раффлс» марки ВВ/TEL-10-20/1600.

Таблица 22 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/3000	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} = 1155 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 21,07 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 21,07 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,8 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 90,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

7.10 Выбор трансформатора тока

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

Класс точности 1.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (94)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} ; \quad (95)$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 40,8 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 4900 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 90,96 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.11 Выбор трансформатора напряжения

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Сумма						28	11

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС «ВОСТОК РАФФЛС»

8.1 Заземление ПС «Восток Раффлс»

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.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (96)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22.7 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Определим площадь S ПС используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

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

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (97)$$

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

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (98)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ПС согласно условию:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений ПС, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (99)$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (100)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (101)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (102)$$

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

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (103)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{э}1};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э}2};$$

Находим отношения по кривой [7]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{э}1}}{\rho_{\text{э}2}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (104)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (105)$$

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

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

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

Сетка заземления ПС «Восток Раффлс» приведена на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ПС «Восток Раффлс», находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 220 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

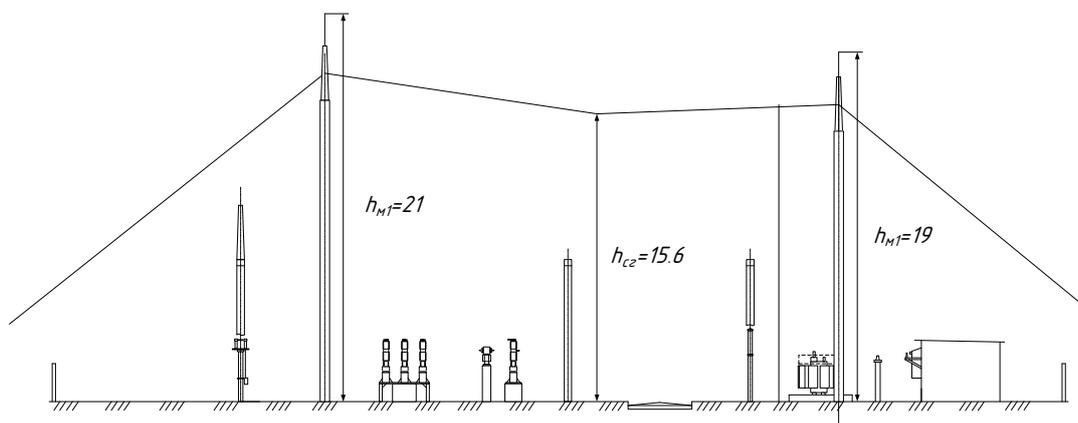


Рисунок 16 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

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

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (106)$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (107)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (108)$$

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

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

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (109)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (110)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 220 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (111)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

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

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 220 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (112)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (113)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС «Восток Раффлс» приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{пи}$ длительностью $T_{пи}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост\ к}$, кВ. Коммутационный импульс тока $I_{к}$ имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{ост\ г}$. Грозовой импульс тока $I_{г}$ имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения крышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{п}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$, мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС «Восток Раффлс».

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (114)$$

где $U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения крышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{вб}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20)I_{кз} \quad (115)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (116)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 220 кВ $Z=500$ Ом,;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (117)$$

где $K_{8/20}$ – кратность ограничения грозových импульсов, согласно

$$K_{8/20}=2,1.$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 134,73 \cdot 2,1 = 400,1 \text{ кВ} \quad (118)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (119)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1.1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(460 - 400)}{500} \cdot 400 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 207,1 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (120)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{207,1}{220} = 0,94 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 0,94 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 27.

Таблица 27– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/220/88/10/2УХЛ		
$U_{\text{нро}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=4,9 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,94 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нро}}=12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=4,38 \text{ кА}$ (таблица	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

9 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС «ВОСТОК РАФФЛС»

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ПС.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС «Восток Раффлс» принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-220 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А} , \quad (121)$$

где $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$ – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$ – максимальны ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 110 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А} , \quad (122)$$

где $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$ – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [17] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$, $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Определим число элементов $N_{\text{эл.}}$:

$$N_{\text{эл.}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (123)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{min\ эл} = \frac{U_{min}}{N_{эл}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (124)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122 \text{ А}$ при напряжении $U_{min.эл.} = 1,83 \text{ В}$.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [17]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{АБ}=350 \text{ А/ч}$.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (125)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (126)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [17].

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

10.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит

допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени

токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

10.2 Защита трансформатора

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между

обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.
- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.
- Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.
- Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.
- Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС «Восток Раффлс» 220/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

10.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (127)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.N}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 66 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.N}} = \frac{I_{\text{ном.N}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.N}}}{K_{\text{тр.ТТ.N}}}, \quad (128)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.N}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 75 / 5 = 15$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 1500 / 5 = 300$$

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{66}{15} = 4,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.втор.НН}} = \frac{1312}{300} = 4,37 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 4,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 4,37 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

10.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 17. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

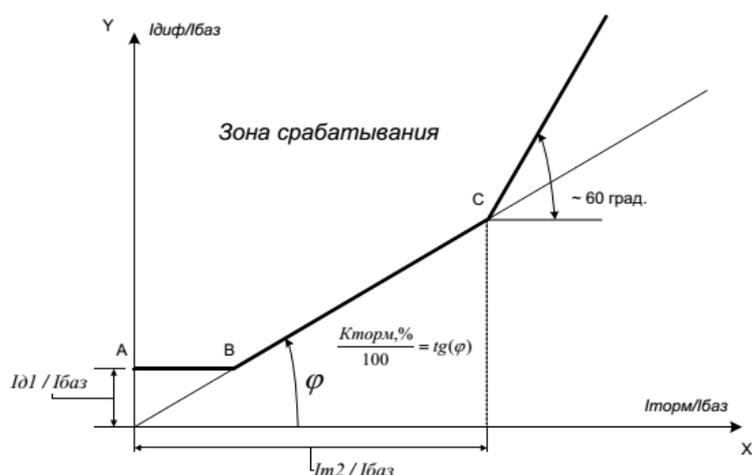


Рисунок 17– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (129)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (130)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (131)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (132)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (133)$$

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

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

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

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

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

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

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

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

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (134)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (135)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок

(самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{Т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

10.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

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

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

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

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

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

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

10.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (136)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [18] для городских сетей общего назначения: $K_{зап}=2,5$;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 66 = 220 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 1312 = 4373 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (137)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{220} = 5,6 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{9,456 \cdot 10^3}{4373} = 2,2 > 1,5$$

10.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка

с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном $(1\div 2)\%$ в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС «Восток Раффлс» приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

10.3 Автоматика на ПС «Восток Раффлс»

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

10.3.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [18].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – (0,5÷1) час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно[18] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

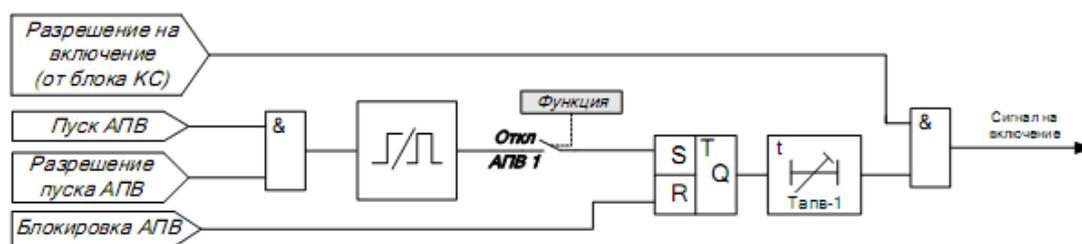


Рисунок 18 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием примем на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

10.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 19.

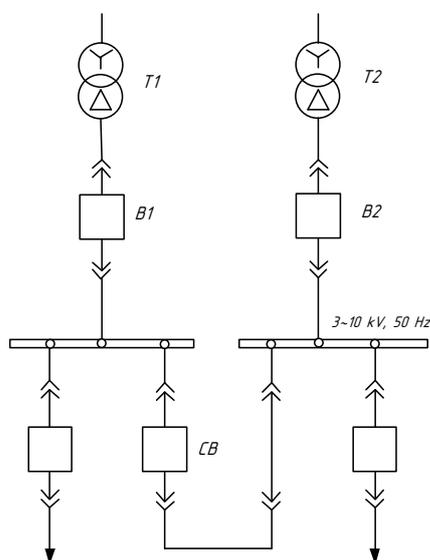


Рисунок 19 – Фрагмент схемы ПС «Восток Раффлс»

Трансформаторы T1 и T2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе

трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

10.4 Сигнализация на ПС «Восток Раффлс»

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ПС собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съём звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

11 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС «ВОСТОК РАФФЛС»

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ПС в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;

- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;

- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;

- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;

- подсистему сбора и обработки данных;

- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;

- подсистему дополнительных источников данных;

- подсистему представления данных пользователю;

- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ПС.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

При проектировании подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

Охрана труда на ПС «Восток Раффлс».

ПС «Восток Раффлс» обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

Имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

1. Периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки.
2. Проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети.
3. Периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов.
4. Применение индивидуальных средств защиты.
5. Применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения.
6. Надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

1. Оформление работ нарядами или распоряжением.

2. Допуск к работе.
3. Надзор во время работы.
4. Оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

1. Производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
2. Вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
3. Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
4. Наложение заземления.
5. Развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 28.

Таблица 28 – Защитные средства [8]

№	Наименование	Количество (шт.)
1	2	3
1	Заземлители напряжения 110 кВ	2
2	Указатели напряжения 10 кВ	2
3	Изолирующие штанги 110 кВ	1
4	Изолирующие штанги 10 кВ	1
5	Диэлектрические перчатки	2 (пары)
6	Диэлектрические боты	1 (пара)
7	Изолирующие подставки	14
8	Переносное заземление 110 кВ	1 (комплект)
9	Переносное заземление 10 кВ	2 (комплекта)
10	Временное ограждение	1 (комплект)

1	2	3
11	Переносные плакаты	15
12	Защитные очки	2
13	Защитные каски	4
14	Противогаз	2
15	Лестница	1

Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в цеху ПС. Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины хранятся в сухом помещении при температуре 0 — 30 °С в специальных ящиках отдельно от инструментов. Они защищены от воздействия масел, бензина, кислот, щелочей и других разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучений нагревательных приборов (не ближе одного метра от них). Изолирующие штанги и клещи хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами, т.е. в подвешенном состоянии. Специальные места для хранения переносных заземлений нумеруются так же, как и сами переносные заземления. Средства защиты размещают в специально отведенных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения имеются перечни средств защиты. Места хранения оборудованы крючками для штанг, изолирующих клещей, переносных заземлений, плакатов и знаков безопасности, а также шкафами для диэлектрических перчаток, бот, галош, подставок, защитных очков и касок, противогазов, указателей напряжения. Отдельно от других инструментов в ящиках, сумках или чехлах хранят средства защиты, предназначенные для работы оперативно-выездных бригад и бригад эксплуатационного обслуживания. Те средства защиты, которые позволяют работать под напряжением, держать в сухих, проветриваемых помещениях.

Мероприятия по промышленной санитарии предусматривает наличие медицинских аптек, подвоза питьевой воды, поддержание чистоты на территории и в технологическом помещении.

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНИП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

12.1 Экологичность проекта

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектирования, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных

экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [5].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от подстанции Раффлс до селитебной зоны. Мощность трансформаторов на подстанции Раффлс равна 16000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23^{00} до 7^{00} – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [6] значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа ТМН составляет 85 дБА. Так как на подстанции расположено два трансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень

звуковой мощности двух трансформаторов, пренебрегая расстоянием между трансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 20:

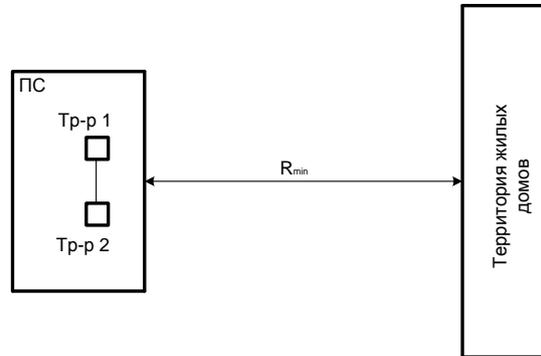


Рисунок 20 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WA}} \quad (138)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 85} = 88 \text{ дБА},$$

$$L_{WAS} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0),$$

$$\text{где } S_0 = 1 \text{ м}^2, \text{ а } S = 2 \cdot \pi \cdot (R_{min})^2. \quad (139)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WAS} - DV_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{88 - 45}{10}}}{2\pi}} = 57 \text{ м}. \quad (140)$$

Минимальное расстояние от ПС Раффлс до территории жилых домов составляет 57 м, а существующее расстояние от ПС Раффлс до территории жилых домов составляет 500 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

12.2 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

12.2.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от подстанции Раффлс, на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

б) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

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

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;

- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;

- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 2 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

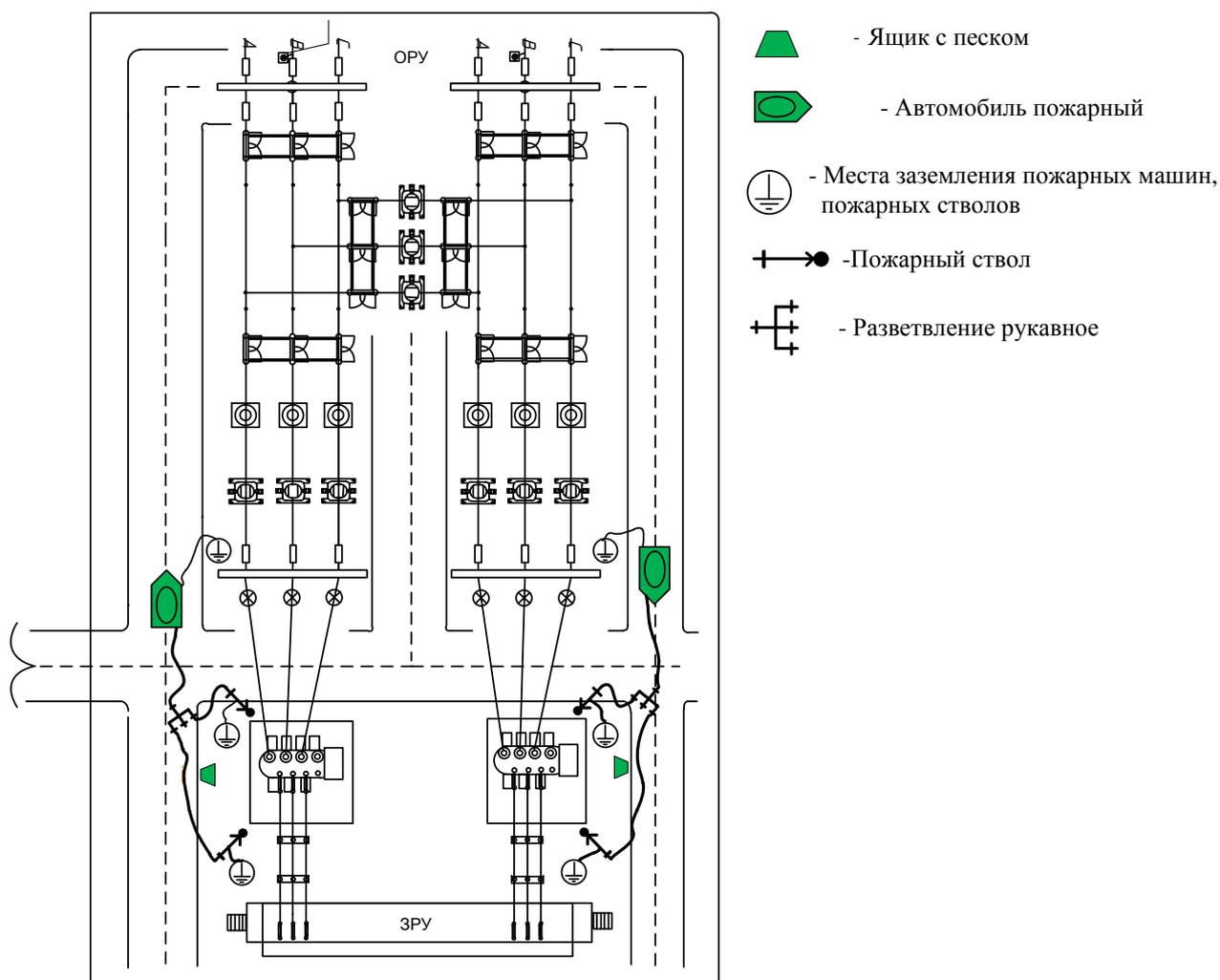


Рисунок 21 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 29 [3].

Таблица 29 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [3]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 30.

Таблица 30 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением [8]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подключение нового потребителя предусматривало строительство новых участков: Для построения рациональной конфигурации сети были предложены два варианта развития электрической сети:

- 1) рассматривается выдача основной мощности ПС «Восток Раффлс» через сети 110 кВ, предполагается строительство кольцевой линии;
- 2) предполагается строительство ПС «Восток Раффлс» к сети 220 кВ с подключением к ПС Береговая №2;

Основываясь на технико-экономическом анализе вариантов, выбран как наиболее экономичный первый вариант реконструкции электрической сети.

В бакалаврской работе решены следующие основные задачи:

- для получения полной картины параметров электропотребления произведено прогнозирование нагрузки на 2023 год с определением их вероятностных характеристик;
- показана необходимость реконструкции распредустройств на ПС «Восток Раффлс», выбор и проверка оборудования;
- расчет молниезащиты вводимой ВЛ 220 кВ и распредустройства 220 кВ на ПС «Восток Раффлс» с расстановкой молниеотводов;
- выбор устройств релейной защиты;

Таким образом, разработан вариант проектирование электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей Шкотовского района Приморского края.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 1986.–464с.
- 2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 3 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– ВЗ-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.– М.: Издательство МЭИ, 1998.–368с.
- 4 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
- 5 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2016 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ.
- 6 ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.
- 8 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 9 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2015 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической

энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

10 Правила устройства электроустановок.

11 РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

12 РД 153-34.3-35.125-10. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

13 РД 34.03.122-09. Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ.

14 РД 153-34.0-49.101-2009 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

16 СанПиН2971-05. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

17 СНиП II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума

18 СО 153-34.20.118-2008 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.