

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в Приморском крае для подключения комплекса «Звезда»

Исполнитель

студент группы 742 об2

(подпись, дата)

Р.А. Байденков

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Байденкова Романа Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в Приморском крае для подключения комплекса «Звезда»

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: нормативно-справочная лит-ра, материалы производственной и преддипломной практик, перечень потребителей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Общая характеристика региона и энергосистемы, выбор оборудования, расчет уставок РЗА, молниезащита и заземление подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1) Сущ. схема электрической сети, 2) Варианты реконструкции, 3) Однолинейная схема ПС, 4) Расчет установившихся режимов, 5) Молниезащита и заземление ПС

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

7. Дата выдачи задания 01.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, до-
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

цент, канд. техн. наук.

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 157 страниц, 18 рисунков, 53 таблиц, 169 формул, 8 приложений, 36 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВОД, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрической сети Приморского края в связи с подключением ПС «Раффлс».

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для подключаемой подстанции проведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; спроектированы заземляющие устройства и система молниезащиты подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика реконструируемой сети	10
1.1 Климатическая характеристика района строительства	10
1.2 Анализ электрической сети	11
1.3 Характеристика потребителя	19
1.4 Расчет электрических нагрузок	20
1.5 Анализ нормального режима существующей сети	22
1.6 Анализ послеаварийных режимов	30
2 Разработка вариантов развития электрической сети	35
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	35
2.2 Расчет и анализ нормальных режимов сети с учетом прогнозируемых нагрузок	36
2.3 Расчет и анализ послеаварийных режимов сети с учетом прогнозируемых нагрузок	40
2.4 Разработка вариантов подключения объекта	41
3 Реконструкция сети в связи с подключением ПС Раффлс	47
3.1 Разработка однолинейной схемы РУ, подключаемой ПС	47
3.2 Выбор сечения линий электропередачи	48
3.3 Выбор сечений кабельных линий	50
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	52
3.5 Выбор компенсирующих устройств	53
3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов	54
4 Анализ установившихся режимов сети после реконструкции по выбранному варианту	58
5 Расчёт токов короткого замыкания	63
5.1 Программный комплекс RastrKZ	64
5.2 Составление схем замещения для расчета ТКЗ	64

5.2.1	Параметры схемы замещения прямой последовательности	65
5.2.2	Параметры схемы замещения нулевой последовательности	67
5.3	Расчет токов короткого замыкания	68
5.3.1	Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме	69
6	Выбор и проверка оборудования, установленного на подстанции	72
6.1	Выбор и проверка выключателей РУ ВН	74
6.2	Выбор и проверка выключателей РУ НН	77
6.3	Выбор и проверка разъединителей	78
6.4	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН	80
6.5	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН	84
6.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН	85
6.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН	86
6.8	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	87
6.9	Выбор и проверка сборных шин РУ НН	89
6.10	Выбор и проверка изоляторов РУ ВН	91
6.11	Выбор и проверка опорных изоляторов РУ НН	93
6.12	Выбор трансформаторов собственных нужд	93
6.13	Компенсация емкостных токов на землю	95
6.14	Выбор и проверка ячеек КРУ	96
7	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой ПС	97
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	97
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	102
7.3	Выбор и проверка ОПН	106
7.4	Оценка надежности молниезащиты ПС	112
8	Конструктивное исполнение одной из реконструируемых ЛЭП	116
9	Релейная защита и автоматика	119
9.1	Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети	119
9.2	Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС	120
9.2.1	Расчет дифференциальной защиты трансформатора	120
9.2.2	Расчет уставки ДТО	124

9.2.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	125
9.2.4 Расчет группы чувствительных уставок	129
9.2.5 Проверка чувствительности ДЗТ	130
9.2.6 Выбор уставки сигнализации тока небаланса	131
9.2.7 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ	131
9.3 Расчет резервных защит	132
9.3.1 Расчет уставок МТЗ	132
9.3.2 Расчет уставок защиты от перегрузки	137
9.4 Автоматика	138
10 Безопасность и экологичность	139
10.1 Безопасность	139
10.2 Экологичность	140
10.3 Чрезвычайные ситуации	141
Заключение	153
Библиографический список	154
Приложение А – Графическое представление результатов расчёта максимального режима существующей сети в ПВК RastrWin 3	158
Приложение Б – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПВК RastrWin 3	159
Приложение В – Графическое представление результатов расчёта максимального режима сети, прогнозируемые нагрузки в ПВК RastrWin3	161
Приложение Г – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима сети, прогнозируемые нагрузки в ПВК RastrWin3	162
Приложение Д – Графическое представление результатов расчёта максимального режима сети после подключения ПС 220 кВ Раффлс в ПВК RastrWin3	163
Приложение Е – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима сети после подключения ПС 220 кВ Раффлс в ПВК RastrWin3	164
Приложение Ж – Расчет чистых дисконтированных затрат для выбора оптимального варианта подключения проектируемой ПС	165
Приложение И – Расчет молниезащиты проектируемой ПС	167

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТЭЦ – Артемовская ТЭЦ;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПаГРЭС – Партизанская ГРЭС

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Большую роль в экономике России играет Судостроительный комплекс «Звезда» в бухте Большой Камень Приморского края это – стратегически важный для Дальневосточного региона и отечественной судостроительной промышленности проект, который реализуется по поручению Президента и Правительства Российской Федерации Консорциумом АО «Роснефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «Газпромбанк».

В советском и российском прошлом завод являлся одним из основных судоремонтных предприятий Дальнего Востока, и единственным из них, оборудованным для обслуживания атомных подводных лодок.

На 2020 год портфель заказов судовой верфи насчитывает свыше 40 судов, с учетом опционов — 59 судов; пилотную загрузку комплексу обеспечивает компания «Роснефть», разместившая на судовой верфи заказ на 28 судов. В продуктовую линейку «Звезды» войдут суда водоизмещением до 350 тыс. т, элементы морских платформ, суда ледового класса, коммерческие суда для транспортировки грузов, специальные суда и другие виды морской техники любой сложности, характеристик и назначений, в том числе техника, которая ранее в России не выпускалась в связи с отсутствием необходимых спусковых и гидротехнических сооружений [33].

В 2018 году началось строительство второй очереди судостроительного комплекса, предназначенной для производства ещё более крупных судов, после чего потребление металла возрастёт до 330 тыс. тонн в год, что сделает его однозначно крупнейшим судостроительным предприятием России.

С развитием самого большого на территории Российской Федерации судостроительного завода, происходит увеличение мощности, необходимой для его стабильной работы. Так, в Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы предусмотрено присоединение ПС Раффлс с максимальной мощностью 24,64 МВт.

Для написания выпускной квалификационной работы выбрана тема: «Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в Приморском крае для подключения комплекса Звезда».

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта подключения ПС «Раффлс».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Провести анализ сети в районе проектирования.
- Спрогнозировать электрические нагрузки.
- Разработать варианты развития электрической сети и выбор наиболее оптимального.

- Проанализировать нормальные и послеаварийные режимы после подключения проектируемой ПС.

- Разработать схему подстанции.
- Выбрать схему распределительного устройства ПС;
- Выбрать основное оборудование на проектируемой ПС;
- Разработать заземление и молниезащиту на проектируемой ПС;
- Понести выбор устройств РЗА и расчет уставок.
- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MS Word, ПК Растр Win 3, ПК MathCad 15, MS Visio, MS Excel, Компас 3D.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика района строительства

Приморский край расположен на крайнем Юго-Востоке России. Омывается Японским морем. Крупный залив – Петра Великого, разделенный на ряд небольших заливов (Посьета, Славянский, Амурский, Уссурийский, Восток, Находка). Площадь 165,9 тыс. кв. км. Население 1 488 666 человек. Центром края является город Владивосток.

Центральные и восточные части края занимают горы Сихотэ-Алинь (высота до 1855 м), на Западе – Уссурийская и Приханкайская низменности.

Климат умеренно муссонный. Средняя температура января от -12°C на побережье до -27°C в материковых районах. Лето теплое, дождливое. Средняя температура июля 14°C – 21°C . Осадков 600-900 мм в год. В конце лета и осенью не редки тайфуны. Вегетативный период 120-200 дней. Множество небольших, преимущественно горных рек бассейна Японского моря. На Юго-Западе – крупное озеро Ханка. Приморский край расположен в зоне широколиственных лесов. Почвы преимущественно бурые лесные, на равнинах часто оподзоленные и элювиально-глеевые. На Севере – пихтово-еловые и лиственничные леса, на Юге – леса маньчжурского ореха с участием лиан (амурский виноград, лимонник, актинидия).

Экологическая ситуация в этих районах острая, обусловлена главным образом загрязнением поверхностных и морских вод и вод суши, нарушением земель и истощением недр, деградацией лесных массивов. Выбросы вредных веществ в атмосферу 278,8 тыс. тонн, в т.ч. и в городе Владивосток 62,8 тыс. тонн; забор вод 1103 млн. метров куб., сброс загрязненных стоков 532,4 млн. метров куб. Зоны общего загрязнения территории сформировались вокруг городов Владивосток (1400 кв.км), Уссурийск (700 кв. км).

По территории Приморского края проходит Транссибирская железнодорожная магистраль. Развит морской транспорт.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	V
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	III

Таблица 2 – Температуры воздуха в рассматриваемом районе

Наименование	Показатели
Среднегодовая, °С	-1
Минимальная, °С	-48,8
Максимальная, °С	41

1.2 Анализ электрической сети

Подключение ПС Раффлс осуществляется на территории Приморского края, в районе ПС 220 кВ Звезда. Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

Рассматриваемый участок сети включает в себя следующие ЛЭП. (Таблица 3).

Таблица 3 – Характеристика линий электропередачи

ЛЭП	Длина, км	Марка провода
1	2	3
Партизанская ГРЭС - Лозовая	22,00	АС-300
Лозовая – Широкая	32,30	АС-300
Широкая – Перевал	40,24	АСО-300
Перевал – Звезда	34,18	АС-300
Звезда – Береговая 2	0,59	АС-300
Береговая 2 – Артемовская ТЭЦ	45,3	АС-300
Партизанская ГРЭС – Находка Тяга	28,00	М-70
Находка Тяга – Находка	1,14/3,28	АС-120/М-95
Подьяпольск – Новый мир	13,40	АС-95

1	2	3
Садовая – Береговая 1	0,57	М-70
Волчанец – С-55	17,57/8,90	АС-120/М-70
С-55 – Промысловка	8,10/8,28/1,93	АС-120/М-70/М-95
Промысловка – Береговая 1	0,37/18,79	АС-120/М-70
Промысловка – Прибой	8,19	М-70
Прибой – 178-Ф	6,30	АСк-120
178-Ф – Подьяпольск	13,88	АСк-120
Находка – Волчанец	16,14/1,06	М-70/АС-120
Находка – Широкая	1,30/7,50	АС-300/АС-240
Новый Мир – Береговая 2	16,00	АС-95
Новый мир – Топаз	0,30	АС-95
Топаз – Береговая	2,03	АС-70
Песчаная – Береговая 2	22,00	АС-70
Береговая 2 – Береговая 1	0,92	АС-120
Смоляниново Тяга – Садовая	2,84/28,91	АС-150/М-70
Артемовская ТЭЦ – Смоляниново Тяга	2,98/22,01	АС-120/М-70

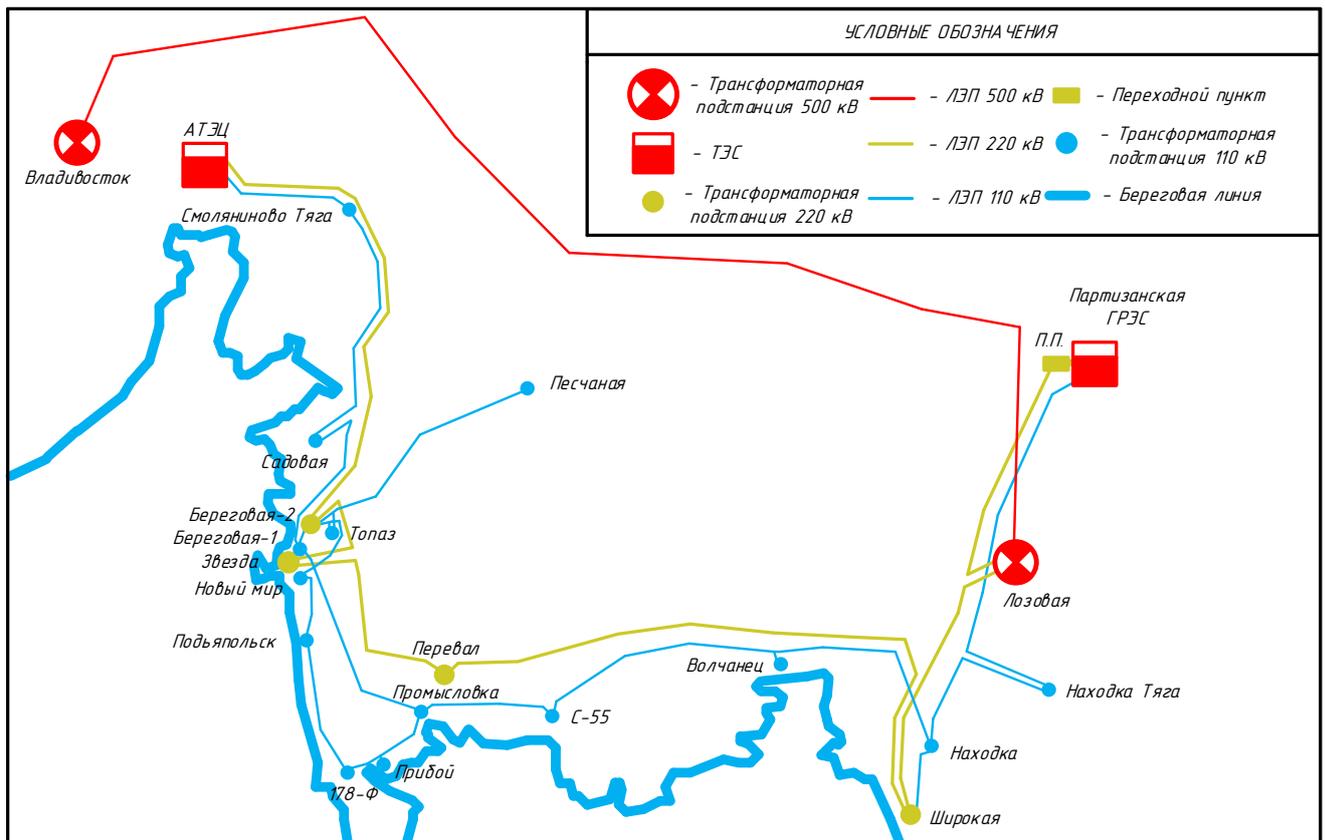


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

Трансформаторы, установленные на станциях и подстанциях рассматриваемого участка сети, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Трансформаторы

Наименование ПС	U,кВ	Марка и мощность трансформатора	Способ присоединения	Вид РУ
ПС Находка	110	ТДТН-40000/110	Узловая	13
ПС Находка/т	110	ТДТНЖ-40000/110	Проходная	не тип.
ПС Смоляниново/т	110	ТДТНЖ-40000/110	Проходная	не тип.
ПС Песчаная	110	ТДН-10000/110 ТМН-6300/110	Тупиковая	не тип.
ПС Топаз	110	ТДН-16000/110 ТДН-10000/110	Тупиковая	не тип.
ПС Береговая 1	110	ТДТН-25000/110	Узловая	9
ПС Береговая 2	220	АТДЦТН-63000/220	Проходная	7
ПС Звезда	220	ТРДЦН-63000/220	Проходная	7
ПС Новый Мир	110	ТМН-6300/110 ТМТН-6300/110	Проходная	5Н
ПС Подьяпольск	110	ТМН-6300/110	Проходная	5Н
ПС 178-Ф	110	ТДТН-16000/110	Проходная	7
ПС Прибой	110	ТМН-6300/110 ТМТН-7500/110	Тупиковая	4Н
ПС Промысловка	110	ТДТН-16000/110	Узловая	9
ПС С-55	110	ТДТН-10000/110	Проходная	9
ПС Волчанец	110	ТДТН-16000/110	Тупиковая	не тип.
ПС Широкая	220	АТДЦТН-125000/220/110 ТДТН-40000/110	Проходная	9
ПС Лозовая	500	АОДЦТН-167000/500/220 АОДЦТН-167000/500/220 АОДЦТН-167000/500/220	Проходная	6Н;9Н
ПС Перевал	220	ТДТН-40000/220	Проходная	13Н
ПС Садовая	110	ТРДН-40000/110	Проходная	5Н

Виды РУ:

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

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

6Н – Треугольник;

7 – Четырехугольник;

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

9Н – Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей;

13 – Две рабочие системы шин;

13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

Общая протяженность ЛЭП рассматриваемого эквивалента сети составляет 450 км. Самой длинной линией является ВЛ 220 кВ АТЭЦ – ПС Береговая 2, (46 км). В основном линии является одноцепными, с участками разных марок и сечений.

Провода ЛЭП выполнены марками АС, и М, часто одна линия выполнена несколькими сечениями. Данные факторы говорят об высоких потерях электроэнергии в ЛЭП и низкой надежности электросетевого комплекса.

В рассматриваемой сети имеются 19 ПС, 2 из них являются тяговыми, которые отрицательно влияют на качество электроэнергии. В основном все ПС являются двухтрансформаторными, что говорит о надежном электроснабжении потребителей. Большинство РУ ВН выполнены по типовым схемам 9 и 7, также присутствуют нетиповые схемы.

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока, работающей изолированно от Единой энергосистемы России. В состав рассматриваемой энергосистемы входят ЭС Амурской области, объединенный энергорайон энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон Якутской ЭС.

75% общей площади края охвачено централизованным электроснабжением, остальная доля снабжается электроэнергией от автономных дизельных электростанций, расположенных, в основном, в отдаленных северных районах и имеющие малые объемы электропотребления.

На 01.10.2020 года суммарная установленная мощность электростанций Приморского края составляет 2774,5 МВт, из них 2759 МВт работают на ОЭС.

Проектируемый объект будет расположен в энергорайоне Партизанская ГРЭС – Артёмовская ТЭЦ. В рассматриваемый энергорайон входят потребители Находкинского городского округа, городского округа Большой камень, городского округа, ЗАТО г. Фокино, Партизанского муниципального района и частично Шкотовского муниципального района. Находятся следующие крупные потребители: ОАО «РЖД», ОАО «Восточный порт», АО «Находкинский морской торговый порт», ПАО «Находкинский судоремонтный завод», ООО «Спецморнефтепорт Козьмино», ОАО Звезда», главная база Тихоокеанского флота. Электроснабжение района осуществляется по ЛЭП:

- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2;
- ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Екатериновка.

Основными источниками питания, рассматриваемого энергорайона являются Артёмовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС.

Партизанская ГРЭС — тепловая электростанция в городе Партизанске Приморского края. Входит в состав «Дальневосточной генерирующей компании», филиал «Приморская генерация». Представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Место расположения: г. Партизанск. Тип топлива: нефтетопливо, уголь. Суммарная установленная мощность: 199,744 МВт. По данным контрольных замеров зимнего периода суммарная генерируемая мощность составляет 159 МВт, т.е. 79,6 % от суммарной установленной мощности. Станция работает по

конденсационному графику с попутной выработкой тепла, обеспечивая тепло-снабжение г. Партизанск. Основное оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1980 году;
- турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М, введён в 2010 году.

В 2019 году был выведен из эксплуатации турбоагрегат № 3 мощностью 41 МВт с турбиной К-41/50-90 и генератором ТВ-50-2 (введён в 1958 году), одновременно увеличена мощность турбоагрегатов № 1 и 2 на 18,68 и 19,064 МВт соответственно, мощность станции снизилась с 203 МВт до 199,744 МВт.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают пять котлов ТП-170-1. Система технического водоснабжения — оборотная, с водохранилищем-охладителем сезонного регулирования на ручье Лозовый ключ и тремя секциями брызгального устройства над водохранилищем.

Таблица 5 – Паспортные данные генераторов

Название величины	ТВФ-120-2УЗ	ТВФ-110-2ЕУЗ
Активная мощность, P (МВт)	100	100
Косинус угла φ , $\cos\varphi$	0,8	0,8
Полная мощность, S (МВА)	125	137,5
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (А)	6,875	7,56
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x''_{d*} (о.е.)	0,192	0,189

Номенклатура генератора:

Т – турбогенератор;

ВФ – с водородным форсированным охлаждением обмоток;

Первое число – номинальная активная мощность;

Последнее число – количество полюсов сердечника (2);

Е – принадлежащий к единой унифицированной серии;

З – для работы в закрытых помещениях с естественной циркуляцией;

У – умеренный климат.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 220 (ПП Партизанск), 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

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

- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС ХФЗ, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Екатериновка;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Находка/т;
- ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Южная;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Партизан, 2 цепи;
- ВЛ 35 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Шторм.

Трансформаторы:

- два автотрансформатора 2хАТДЦТН-125000/220/110 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-80000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- два трехобмоточных трансформатора ТРДН-40000/35/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Такое решение предназначено для тупиковых или осветительных двухтрансформаторных ПС, питаемые по 2-м ВЛ, содержит две линейных и две трансформаторных ячейки.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 7 трансформаторных ячеек и 5 линейных.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 3 линейных.

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

Артёмовская ТЭЦ

Место расположения: г. Артём. Тип топлива: нефтетопливо, уголь. Суммарная установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 300 Гкал/час. По данным контрольных замеров зимнего периода суммарная генерируемая мощность составляет 377 МВт, т.е. 94,2 % от суммарной установленной мощности.

Артёмовская ТЭЦ — тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 6000 ч.

Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи [28]:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново-тяговая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС Штыково №1 и №2;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шаговая;

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

Трансформаторы:

- два автотрансформатора 2хАТДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н Две рабочие и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 5 линейных. Данное РУ применяется на напряжение 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы.

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

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

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

1.3 Характеристика потребителя

Судостроительный комплекс «Звезда» – крупнейший на Дальнем Востоке России. Ведущее предприятие по ремонту подводных лодок Тихоокеанского флота и единственное на Дальнем Востоке специализирующееся на ремонте, переоборудовании и модернизации атомных подводных лодок и кораблей с ядерной энергетической установкой. Завод «Звезда» – хорошо оснащенный

комплекс, обладающий высоким техническим и производственным потенциалом, который позволяет качественно и своевременно выполнять работы по всем основным направлениям деятельности предприятия.

В состав завода входят цеха основного производства: корпусно-достроечный, цех агрегатного ремонта судового оборудования, инструментально-механический, ремонтно-монтажно-сдаточный, малярно-изоляционно-гуммировочный и столярный, трубомедницкий, цех обращения с радиоактивными отходами и отработавшим ядерным топливом, а также центральная заводская лаборатория, энерголаборатория и лаборатория сварки, аттестованные, аккредитованные и лицензированные органами Госстандарта России, Госгортехнадзора РФ, Российского Морского Регистра Судоходства и Госатомнадзора России.

Накопленный богатый опыт и применение передовых технологий позволяют АО ДВЗ "Звезда" использовать технологические возможности и развитую инфраструктуру вспомогательных производств для успешного выполнения ремонта кораблей и судов, строительства гражданских судов, изготовления различных видов металлоконструкций, разнообразной продукции, как судового, так и общего машиностроения, нестандартного оборудования, оснастки и инструмента [33].

1.4 Расчет электрических нагрузок

Целью данного раздела является расчет вероятностно-статических характеристик нагрузок и прогноз этих нагрузок.

Состояние электрической сети постоянно изменяются из-за многих факторов, например, из-за изменения величин нагрузки, что связано с отключением и включением электроприемников или изменения режима их работы. Электрические нагрузки фиксируют во время контрольных замеров – два раза в год.

Для выбора оборудования выполним расчет вероятностных характеристик. Для расчета примем, что коэффициент заполнения $K_z = 0,5$, а коэффициент максимума $k_{\max} = 1,2$ [12].

Коэффициент формы определяется по формуле:

$$k_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} = 1,157. \quad (1)$$

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (2)$$

$$P_{\phi} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (3)$$

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

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot tg\phi, \quad (4)$$

где $tg\phi$ – коэффициент реактивной мощности.

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок и вероятностных коэффициентов в зимний период, представлен в таблице 6.

Таблица 6 — Вероятностные характеристики

Наименование подстанции	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт	P_{ϕ} , МВт	Q_{max} , МВт	Q_{cp} , МВт	Q_{ϕ} , МВт
1	2	3	4	5	6	7
Находка	64,7	53,91	62,38	27,17	22,64	26,49
АТЭС 220 кВ	21,5	17,91	20,72	9,67	8,06	9,43

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
Перевал	0,7	0,58	0,67	0,29	0,24	0,28
Широкая	47,9	39,91	46,18	21,55	17,96	21,01
Лозовая 220	2,00	1,67	1,83	0,80	0,67	0,77
ПаГРЭС	133	110,83	128,23	57,19	47,65	55,76
Смоляниново/т	11,8	9,83	11,37	4,95	4,13	4,83
Береговая-1	9,6	8	9,25	4,03	3,36	3,93
Промысловка	13	10,83	12,53	5,85	4,87	5,70
С-55	6,7	5,58	6,45	3,01	2,51	2,93
Волчанец	9,6	8	9,25	4,128	3,44	4,02
Находка/т	5,8	4,83	5,59	2,61	2,17	2,54
Топаз	2,3	1,91	2,21	1,03	0,86	1,00
Песчаная	0,50	0,42	0,38	0,20	0,17	0,19
Новый мир	2,2	1,83	2,12	0,94	0,78	0,92
Подьяпольск	2,3	1,91	2,21	0,96	0,80	0,94
178-Ф	4,3	3,58	4,14	1,93	1,61	1,88
Прибой	1,9	1,58	1,83	0,79	0,66	0,77
Садовая	0,9	0,75	0,09	0,36	0,3	0,35
Береговая-2	15,7	13,08	15,13	6,59	5,49	6,42
АТЭС 110 кВ	242,1	201,75	233,42	108,95	90,78	106,22
Звезда	3,5	2,91	3,37	1,57	1,31	1,53

Благодаря рассчитанным в данном разделе величинам потребляемой мощности мы можем производить дальнейший расчет существующих режимов сети, который поможет определить необходимые мероприятия по ее усилению.

1.5 Анализ нормального режима существующей сети

Функционирующая электрическая сеть Приморского края сформирована на напряжения 500, 220, 110, 35 кВ. Общая длина линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше в Приморском составляет 8756 км (по цепям), включая ВЛ 500 кВ — 1071 км, ВЛ 220 кВ — 2335 км, ВЛ 110 кВ — 3185 км, ВЛ 35 кВ — 2165 км.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое ее параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы электроэнергетической системы является обязательной частью проектирования электрических сетей. Исходя из результатов расчета получают параметры режима, такие как: потоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, уровни напряжения, токи и т.д.

Изучив параметры разных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных), можно заранее обнаружить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

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

Параметры ЛЭП и трансформаторов рассчитываются по данным, приведенным в [1].

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем и напряжением, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности. Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Расчет выполнялся для части энергосистемы Приморского края, включающей в себя Партизанскую ГРЭС, и Артемовскую ТЭЦ, подстанции 220 кВ: Береговая 2, Перевал, Звезда, Широкая, подстанции 110 кВ: Смоляниново/т., Садовая, Береговая 1, Топаз, Находка/т, Находка, Новый мир, Песчаная, Подьяпольск, 178-Ф, Прибой, Промысловка, С-55, Волчанец, и подстанцию 500/220/10 кВ Лозовая.

Генераторные узлы (6,8,9,39,40,55), задаются активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел (28), задается модулем напряжения.

Параметры узлов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры узлов сети (зима)

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	АТЭЦ ВН 220	220	21,5	10,66	0	0	0	0	0
Нагр	2	АТЭЦ СН 110	110	242,1	100,8	0	0	0	0	0
Нагр	4	АТЭЦ н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	АТЭЦ н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Ген	6	АТЭЦ г8	10	10,3	9,7	103	38,34	10	-100	100
Ген	8	АТЭЦ г6	10	9,5	7,9	91	167,95	10	-100	100
Ген	9	АТЭЦ г5	10	10	8,1	94	168,25	10	-100	100
Нагр	13	Береговая 2 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	Береговая 2 СН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15	Береговая 2 НН	6	15,7	6,59	0	0	0	0	0
Нагр	16	Б2 Н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	Б2 Н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	ПС Звезда 220	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	ПС Перевал	220	0,7	0,29	0	0	0	0	0
Нагр	20	Широкая ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	Широкая СН	110	47,9	21,5	0	0	0	0	0
Нагр	24	Шир н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	25	Шир н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
База	28	Лозовая ВН	500	0	0	162,7	78,8	500	0	0
Нагр	29	Лозовая СН	220	2	0,8	0	0	0	0	0
Нагр	30	Лозовая НН 10	10	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	31	Н АТ1-Лозовая	500	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	32	ПП	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	33	ПаГРЭС СН	110	133	26,88	0	0	0	0	0
Нагр	35	ПГРЭС Н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	36	ПГРЭС Н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Ген	39	ПаГРЭС г1	10	5,7	7	84	31,3	10	-100	100
Ген	40	ПаГРЭС г3	10	5,7	4	50	19	10	-100	100
Нагр	41	Находка Тяг	110	5,8	2,61	0	0	0	0	0
Нагр	42	Находка	110	64,7	27,17	0	0	0	0	0
Нагр	43	Волчанец	110	9,6	4,13	0	0	0	0	0
Нагр	44	С-55	110	6,7	3,15	0	0	0	0	0
Нагр	45	Промысловка	110	13	5,85	0	0	0	0	0
Нагр	46	Прибой	110	1,9	0,79	0	0	0	0	0
Нагр	47	178-Ф	110	4,3	1,93	0	0	0	0	0
Нагр	48	Подьяпольск	110	2,3	0,96	0	0	0	0	0
Нагр	49	Новый мир	110	2,2	0,94	0	0	0	0	0
Нагр	50	Топаз	110	2,3	1,03	0	0	0	0	0
Нагр	51	Береговая 1	110	9,6	4,3	0	0	0	0	0
Нагр	52	Песчаная	110	0,5	0,2	0	0	0	0	0
Нагр	53	Смоляниново/Т	110	11,8	4,95	0	0	0	0	0
Нагр	54	Садовая	110	0,9	0,4	0	0	0	0	0
Ген	55	АТЭС АТ нн	10	8	8,9	89	-141,6	10	-100	100
Нагр	56	Звезда НН	10	0,2	0,08	0	0	0	0	0
Нагр	57	Нейт Т1 Звезда	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	58	Нейт Т1 Звезда	220	0	0	0	0	0	0	0

Параметры трансформаторов определяются по каталожным данным на каждый трансформатор. Результат расчета по ветвям представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры ветвей сети (зима)

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	Кт, о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	1	4	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	1	5	0,28	30,41	2,36	18,75	1
Тр-р	4	2	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	5	2	0,28	1,29	0	0	0,526
Тр-р	2	10	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	2	11	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	2	12	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	1	6	1,4	51,5	2,31	10,67	0,0433
Тр-р	2	8	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867
Тр-р	2	9	0,37	12,3	8,2	46,9	0,0867
ЛЭП	1	13	4,439	19,433	6,387	-119,52	0
Тр-р	13	16	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	13	17	1,43	104,11	0,85	5,89	1
Тр-р	16	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	17	14	1,43	11,66	0	0	0,526
Тр-р	16	15	1,43	195,64	0	0	0,028
Тр-р	17	15	1,43	195,64	0	0	0,028
ЛЭП	13	18	0,578	0,025	0,008	-1,557	0
ЛЭП	18	19	3,387	14,7	0,496	-90,23	0
ЛЭП	19	20	3,94	17,3	0,576	-106,23	0
Тр-р	20	24	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	20	25	0,49	48,66	1,60	11,70	1

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	24	21	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	25	21	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	21	26	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	21	27	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	26	22	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	27	22	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	26	23	0,82	20,64	0	0	0,095
Тр-р	27	23	0,82	20,64	0	0	0,095
ЛЭП	20	29	3,16	13,8	164,7	-85,2	0
Тр-р	31	30	0,48	112,99	0	0	0,021
ЛЭП	29	32	2,16	9,43	112,2	-58,1	0
Тр-р	32	35	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	32	36	0,49	48,66	1,60	11,70	1
Тр-р	35	33	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	36	33	0,49	2,05	0	0	0,526
Тр-р	33	39	0,37	12,3	8,2	46,9	0,086
Тр-р	33	40	0,71	19,2	4,8	32,8	0,086
Тр-р	33	37	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	33	38	0,82	35,53	3,25	17,85	1
Тр-р	37	34	0,82	0	0	0	0,334
Тр-р	38	34	0,82	0	0	0	0,334
ЛЭП	2	53	5,73	9,82	0,664	-61,2	0
ЛЭП	53	54	6,29	13,33	1,44	-85,8	0
ЛЭП	54	51	0,34	0,71	0,612	-4,59	0
ЛЭП	51	14	0,44	0,74	0,639	-76,86	0

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	51	45	4,98	8,48	0,499	-52,9	0
ЛЭП	45	44	4,56	7,82	0,621	-48,6	0
ЛЭП	44	43	6,03	10,33	0,65	-64,4	0
ЛЭП	43	42	4,87	8,35	0	-52	0
ЛЭП	42	41	3,41	5,87	0	-37	0
ЛЭП	41	33	9,03	15,5	0	-87,2	0
ЛЭП	51	14	0,62	1,063	0,326	-2,447	0
ЛЭП	45	46	0,203	0,349	0,29	-21,78	0
ЛЭП	46	47	0,156	0,27	0,233	-16,75	0
ЛЭП	47	48	0,345	0,592	0,492	-36,92	0
ЛЭП	48	49	0,41	0,581	0,469	-34,97	0
ЛЭП	49	50	0,01	0,01	0,1	-7,2	0
ЛЭП	50	14	0,59	0,86	0,1	-5,22	0
ЛЭП	14	52	0,94	0,97	0,77	-57,42	0
ЛЭП	21	42	1,05	3,56	0	-24,7	0
Тр-р	4	55	0,28	54,22	2,36	18,9	0,047
Тр-р	5	55	0,28	54,22	2,36	18,9	0,047
Тр-р	28	31	0,48	60,84	1,50	7,91	1
Тр-р	31	29	0,48	6,18	0	0	0,461
Тр-р	18	57	0,48	-6,18	0	0	0,461
Тр-р	18	58	2,81	19,63	6,73	0,94518	1
Тр-р	57	56	2,81	19,63	6,73	0,94518	1
Тр-р	57	56	5,62	277,66	0	0	0,047
Тр-р	58	56	5,62	277,66	0	0	0,047
Тр-р	58	56	5,62	277,66	0	0	0,047

Для решаемой задачи достаточно привести подстанции 110 кВ к высокой стороне, с учетом нагрузочных потерь трансформаторов.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности надежного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме являются максимальными.

Анализ режима в ПВК RastrWin 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети.

Схема потокораспределения представлена в приложении А. Расчет режима сети произведен в ПВК RastrWin 3.

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -20 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
Береговая 2 - ПС Звезда 220	АС-300	47	710	1011,75	4
ПС Звезда - ПС Перевал 220	АС-300	38	710	1011,75	4
ПС Перевал - Широкая 220	АС-300	27	710	1011,75	3
Широкая - Лозовая 220	АС-300	382	710	1011,75	37
Лозовая - ПаГРЭС ВН 220	АС-120	109	390	555,75	22
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	АС-120	250	390	555,75	45
Смоляниново/Т – Садовая 110	АС-240	254	450	641,25	40
Садовая - Береговая 1 110	АС-120	255	390	555,75	46
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-120	164	390	555,75	30
Береговая 1 – Промысловка 110	АС-120	33	390	555,75	6
Промысловка - С-55 110	АС-120	52	390	555,75	9
С-55 – Волчанец 110	АС-120	22	390	555,75	4
Волчанец – Находка 110	АС-120	40	390	555,75	7
Находка – Находка/Т 110	АС-120	160	390	555,75	28
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-95	174	330	470,25	37
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-120	117	390	555,75	21
Промысловка – Прибой 110	М-70	88	337	504,45	23
Прибой - 178-Ф 110	АСК-120	97	375	534,37	18
178-Ф – Подьяпольск 110	АСК-120	119	375	534,37	22
Подьяпольск - Новый мир 110	АС-95	130	330	470,25	28
Новый мир – Топаз 110	АС-95	142	330	470,25	30
Топаз - Береговая 2 СН 110	АС-70	154	265	377,62	41
Береговая 2 СН – Песчаная 110	АС-70	2	265	377,62	1
Широкая СН – Находка 110	АС-240	372	610	869,25	42
АТЭЦ ВН - Береговая 2 220	АС-300	241	710	1011,75	23

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше $\pm 10\%$ [6].

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы.

Таблица 10 – Потери активной мощности на участке

ΔP , МВт	$dP_{нагр}$, МВт	$dP_{лэп}$, МВт	$dP_{тр}$, МВт	$P_{хх}$, МВт
25,84	9,52	6,33	3,20	1,83

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы. Суммарные потери активной мощности на участке составляют 25,84 МВт. Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что в нормальном режиме перегруженные линии отсутствуют. Самой загруженной линией является ВЛ 110 Садовая – Береговая 1 с сечением АС-120/М-70, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 255 А, что составляет 46 % от длительного допустимого тока при данной температуре.

1.6 Анализ послеаварийных режимов

Исходя из правил, описанных в документе «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003», [21] схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора (принцип «N-1» для потребителей).

В качестве первого послеаварийного был рассмотрен режим, в котором была отключена самая загруженная в нормальном режиме ВЛ 110 Садовая –

Береговая 1. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся в допустимых пределах.

Таблица 11 – Токовая нагрузка ЛЭП в первом ПА режиме

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -20 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
Береговая 2 - ПС Звезда 220	АС-300	29	710	1011,75	2
ПС Звезда - ПС Перевал 220	АС-300	31	710	1011,75	3
ПС Перевал - Широкая 220	АС-300	25	710	1011,75	2
Широкая - Лозовая 220	АС-300	353	710	1011,75	34
Лозовая - ПШ Партизанск	АС-300	119	710	1011,75	21
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	М-70	72	337	434	13
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-240	57	610	504,45	10
Береговая 1 – Промысловка 110	АС-120	51	375	534,37	9
Промысловка - С-55 110	АС-120	128	375	534,37	23
С-55 – Волчанец 110	АС-120	110	375	534,37	19
Волчанец – Находка 110	АС-120	90	375	534,37	16
Находка – Находка/Т 110	АС-120	184	375	534,37	33
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-120	192	375	534,37	40
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-70	39	265	377,62	6
Промысловка – Прибой 110	М-70	135	337	434	35
Прибой - 178-Ф 110	АСК-120	143	375	534,37	26
178-Ф – Подьяпольск 110	АСК-120	163	375	534,37	30
Подьяпольск - Новый мир 110	АС-95	172	330	470,25	36
Новый мир – Топаз 110	АС-95	181	330	470,25	38
Топаз – Береговая 2 110	АС-70	192	265	377,62	51
Береговая 2 СН – Песчаная 110	АС-70	3	265	377,62	1
Широкая СН – Находка 110	АС-240	328	610	869,3	37
АТЭЦ ВН – Береговая 2 220	АС-300	178	710	1011,75	18

В данном режиме нет загруженных линий, «узким местом» является участок сети 110 кВ Топаз – Береговая 2. Максимальный ток, протекающий по участку составляет 192 А, при длительным допустимым током 377 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, нагрузка 51,05 %.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 23,74 МВт, что составляет 4% от общей мощности нагрузки. Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше $\pm 10\%$ [6].

Следующим послеаварийным был рассмотрен режим, в котором был отключен головной участок ВЛ 220 кВ АТЭЦ – Береговая 2. При отключении

данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема второго послеаварийного режима приведена в приложении Б.

Таблица 12 – Токовая загрузка ЛЭП во втором ПА режиме

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -20 °С, А	Токовая загрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
Береговая 2 - ПС Звезда 220	АС-300	189	710	1011,75	18,66
ПС Звезда - ПС Перевал 220	АС-300	191	710	1011,75	18,83
ПС Перевал - Широкая 220	АС-300	181	710	1011,75	17,93
Широкая - Лозовая 220	АС-300	495	710	1011,75	48,89
Лозовая - ПП Партизанск	АС-300	135	710	1011,75	24,37
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	М-70	442	337	434	101,8
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-240	186	610	504,45	29,25
Береговая 1 – Промысловка 110	АС-120	55	375	534,37	67,45
Промысловка - С-55 110	АС-120	96	375	534,37	33,41
С-55 – Волчанец 110	АС-120	76	375	534,37	9,93
Волчанец – Находка 110	АС-120	75	375	534,37	17,35
Находка – Находка/Т 110	М-70	125	337	434	13,74
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-120	148	375	534,37	13,48
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-70	129	265	377,62	22,44
Промысловка – Прибой 110	М-70	101	337	434	31,52
Прибой - 178-Ф 110	АСК-120	110	375	534,37	23,13
178-Ф – Подьяпольск 110	АСК-120	133	375	534,37	26,64
Подьяпольск - Новый мир 110	АС-95	145	330	470,25	20,66
Новый мир – Топаз 110	АС-95	157	330	470,25	24,90
Топаз – Береговая 2	АС-70	169	265	377,62	30,89
Береговая 2 СН – Песчаная 110	АС-70	4	265	377,62	0,97
Широкая СН – Находка 110	АС-240	355	610	869,3	44,84
Смоляниново/т – Садовая 110	М-70	381	337	434	87,8

На участке сети 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т максимальный ток, протекающий по участку составляет 422 А, при длительным допустимым токе 434 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, загрузка 101,8 %.

На участке сети 110 кВ Смоляниново/т – Садовая максимальный ток, протекающий по участку составляет 381 А, при длительным допустимым токе 434 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, загрузка 87,8 %.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 29,21 МВт, что составляет 5,04 % от общей мощности нагрузки.

Третьим послеаварийным был рассмотрен режим, в котором был отключен участок ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема третьего послеаварийного режима приведена в приложении Б.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП в третьем послеаварийном режиме

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
АТЭЦ ВН - Береговая 2 220	АС-300	445	710	1011,75	43,93
Береговая 2 - ПС Звезда 220	АС-300	190	710	1011,75	18,73
ПС Звезда - ПС Перевал 220	АС-300	198	710	1011,75	19,55
ПС Перевал - Широкая 220	АС-300	209	710	1011,75	20,61
Лозовая - ПП Партизанск	АС-300	812	710	1011,75	80,41
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	М-70	142	337	434	25,54
Смоляниново/Т – Садовая 110	М-70	110	337	434	22,98
Садовая - Береговая 1 110	АС-240	105	610	555,75	18,93
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-240	98	610	555,75	17,65
Береговая 1 – Промысловка 110	АС-120	56	375	555,75	10,11
Промысловка - С-55 110	АС-120	190	375	555,75	34,18
С-55 – Волчанец 110	АС-120	185	375	555,75	33,20
Волчанец – Находка 110	АС-120	193	375	555,75	34,75
Находка – Находка/Т 110	М-70	786	337	434	181,48
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-120	816	375	470,25	173,51
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-70	98	265	555,75	12,07
Промысловка – Прибой 110	М-70	169	337	434	44,77
Прибой - 178-Ф 110	АСК-120	174	375	534,375	32,61
178-Ф – Подьяпольск 110	АСК-120	190	375	534,375	35,63
Подьяпольск - Новый мир 110	АС-95	198	330	470,25	42,07
Новый мир – Топаз 110	АС-95	206	330	470,25	43,72
Топаз - Береговая 2 СН 110	АС-95	216	330	377,625	57,19
Береговая 2 СН – Песчаная 110	АС-70	4	265	377,625	0,97
Широкая СН – Находка 110	АС-240	349	610	869,25	40,20

На участке сети 110 кВ Находка – Находка/т максимальный ток, протекающий по участку составляет 786 А, при длительным допустимым токе 434 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, нагрузка 181,5 %.

На участке сети 110 кВ ПаГРЭС – Находка/т максимальный ток, протекающий по участку составляет 816 А, при длительным допустимым токе 434 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, нагрузка 173,5 %.

На участке сети 220 кВ Лозовая – ПП Партизанск максимальный ток, протекающий по участку составляет 812 А, при длительным допустимым токе 1011,75 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, нагрузка 80,4 %.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 43,73 МВт, что составляет 7,37% от общей мощности нагрузки.

Исходя из анализа послеаварийных режимов существующей сети можно сделать вывод о невозможности подключения новой подстанции Раффлс к существующей сети 110 кВ, т.к. это несет за собой повышение нагрузки на 24,64 МВА, что негативно скажется на сети 110 кВ в послеаварийных режимах. Следовательно, для обеспечения роста нагрузок в рассматриваемом районе требуется обеспечение дополнительной электрической связи.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

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

$$P_{\text{ср.прогн}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прогн}} - t_0}, \quad (5)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

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

t_0 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Согласно СиПР ЕЭС России [28], Основной сценарий прогнозного изменения потребления мощности по территории Приморского края, характеризуется среднегодовым темпом $\varepsilon = 0,97\%$ в 2020–2024 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2020–2024 годов составляет 145 МВт [29]. К началу 2025 года планируется увеличение нагрузки на ПС Звезда на 62,5 МВт, а на ПС Береговая 2 на 13,71 МВт.

Таблица 14 — Прогнозируемые вероятностные характеристики

Наименование подстанции	P_{max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	Q_{max} , МВт	$Q_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, МВт
1	2	3	4	5	6	7
Находка	76,88	64,07	74,12	30,75	25,63	29,65
АТЭЦ 220 кВ	27,6	23,0	26,61	11,0	11,09	10,64
АТЭЦ 110 кВ	252	210	242,57	100,08	84	97,58
Береговая-2	52,8	44	50,90	21,17	18,48	20,62
Звезда	62,8	52,33	60,55	25,12	20,93	24,22
Перевал	1,08	0,90	1,05	0,43	0,36	0,42
Широкая	60,73	50,61	58,56	24,29	20,24	23,42
Лозовая 500	89,53	74,61	86,32	35,81	29,84	34,53
Лозовая 220	2,41	2,01	2,32	0,96	0,80	0,93

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
ПаГРЭС	213,6	178,54	206,57	85,44	71,42	82,63
Смоляниново/т	12,65	10,54	12,20	5,06	4,22	4,88
Береговая-1	11,09	9,24	10,69	4,43	3,70	4,28
Промысловка	16,87	14,06	16,27	6,75	5,62	6,51
С-55	9,16	7,63	8,83	3,66	3,05	3,53
Волчанец	13,38	11,15	12,90	5,35	4,46	5,16
Находка/т	12,77	10,64	12,32	5,11	4,26	4,93
Топаз	5,90	4,92	5,69	2,36	1,97	2,28
Песчаная	0,60	0,50	0,58	0,24	0,20	0,23
Новый мир	2,41	2,01	2,32	0,96	0,80	0,93
Подъяпольск	3,13	2,61	3,02	1,25	1,04	1,21
178-Ф	6,39	5,32	6,16	2,55	2,13	2,46
Прибой	2,89	2,41	2,79	1,16	0,96	1,12
Садовая	28,20	23,50	27,19	11,28	9,40	10,87

2.2 Расчет и анализ нормального режима сети с учетом прогнозируемых нагрузок

В данной выпускной квалификационной работе требуется произвести реконструкцию и усиление сети 110-220 кВ в связи с увеличением нагрузок потребителя СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда», которые планируется подключить к ПС Раффлс и ПС Береговая 2.

На ПС «Раффлс» принимается нагрузка – СК «Звезда» ($P_{\max} = 24,64$ МВт). На ПС Береговая-2 по объектам ДВЗ «Звезда» дополнительная мощность 13,71 МВт.

Определим необходимость строительства ПС 220/10 кВ «Раффлс», смоделировав нормальный и послеаварийный режимы проектируемой сети с учетом прогнозируемых нагрузок на 2025 год. Т.к. известно, что строительство второй очереди СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда» несет дополнительное суммарное увеличение нагрузки 38,35 МВт. При расчете режима ПС 220 Береговая 2 будет

осуществлять питание потребителей СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда» по существующим фидерам 6 кВ, от которых на данный момент и осуществляется питание указанных энергопринимающих объектов.

Для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3.

Таблица 15 – Параметры узлов сети (зима прогнозируемые нагрузки)

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	1	АТЭЦ ВН 220	220	27,6	11	0	0	0	0	0
Нагр	2	АТЭЦ СН 110	110	252	100,8	0	0	0	0	0
Нагр	4	АТЭЦ н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	5	АТЭЦ н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Ген	6	АТЭЦ г8	10	8	8,9	89	38,34	10	-200	200
Ген	8	АТЭЦ г6	10	9,5	7,9	91	167,95	10	-200	200
Ген	9	АТЭЦ г5	10	10	8,1	94	168,25	10	-200	200
Нагр	13	Береговая 2 ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	Береговая 2 СН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	15	Береговая 2 НН	6	28,2	12,13	0	0	0	0	0
Нагр	16	Б2 Н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	17	Б2 Н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	18	ПС Звезда ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	ПС Перевал	220	1,08	0,43	0	0	0	0	0
Нагр	20	Широкая ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	Широкая СН	110	60,7	24,3	0	0	0	0	0
Нагр	24	Шир н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	25	Шир н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
База	28	Лозовая ВН	500	89,53	35,81	32,33	124,01	0	0	0
Нагр	29	Лозовая СН	220	2,41	0,96	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	30	Лозовая НН 10	10	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	31	Н АТ1-Лозовая	500	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	32	ПаГРЭС ВН	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	33	ПаГРЭС СН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	35	ПГРЭС Н АТ1	220	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	36	ПГРЭС Н АТ2	220	0	0	0	0	0	0	0
Ген	39	ПаГРЭС г1	10	31,2	15,3	83	26,89	10	-200	200
Ген	40	ПаГРЭС г3	10	0	0	50	12,41	10	-200	200
Нагр	41	Находка Тяг	110	12,77	5,11	0	0	0	0	0
Нагр	42	Находка	110	76,8	30,75	0	0	0	0	0
Нагр	43	Волчанец	110	13,4	5,35	0	0	0	0	0
Нагр	44	С-55	110	9,16	3,6	0	0	0	0	0
Нагр	45	Промысловка	110	16,87	6,75	0	0	0	0	0
Нагр	46	Прибой	110	2,89	1,16	0	0	0	0	0
Нагр	47	178-Ф	110	6,39	2,55	0	0	0	0	0
Нагр	48	Подьяпольск	110	3,13	1,25	0	0	0	0	0
Нагр	49	Новый мир	110	2,41	0,96	0	0	0	0	0
Нагр	50	Топаз	110	5,9	2,36	0	0	0	0	0
Нагр	51	Береговая 1	110	11,8	4,43	0	0	0	0	0
Нагр	52	Песчаная	110	0,6	0,25	0	0	0	0	0
Нагр	53	Смоляниново/Т	110	12,7	5,06	0	0	0	0	0
Нагр	54	Садовая	110	28,2	11,28	0	0	0	0	0
Ген	55	АТЭЦ АТ нн	10	10,3	9,7	103	-163,9	10	-200	200
Нагр	56	Звезда НН	10	62,8	25,12	0	0	0	0	0
Нагр	57	Нейт Т1 Звезда	220	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП (прогнозируемые нагрузки)

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
Береговая 2 - ПС Звезда 220	АС-300	260	710	1011,75	25,7
ПС Звезда - ПС Перевал 220	АС-300	81	710	1011,75	8,1
ПС Перевал - Широкая 220	АС-300	81	710	1011,75	8,1
Широкая - Лозовая 220	АС-300	297	710	1011,75	29,5
Лозовая - ПП Партизанск	АС-300	269	710	1011,75	26,7
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	АС-120	415	375	869,25	47,8
Смоляниново/Т – Садовая 110	АС-120	371	375	534,37	61,5
Садовая - Береговая 1 110	АС-240	316	610	869,25	36,4
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-240	184	610	504,45	36,6
Береговая 1 – Промысловка 110	АС-120	61	375	534,37	11,5
Промысловка - С-55 110	АС-120	114	375	534,37	21,5
С-55 – Волчанец 110	АС-120	69	375	534,37	13,1
Волчанец – Находка 110	АС-120	25	375	534,37	4,8
Находка – Находка/Т 110	АС-120	309	375	534,37	57,8
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-120	350	375	534,37	61,6
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	АС-70	127	265	377,62	33,8
Промысловка – Прибой 110	М-70	141	337	504,45	28,0
Прибой - 178-Ф 110	АСК-120	155	375	534,37	29,2
178-Ф – Подьяпольск 110	АСК-120	188	375	534,37	35,3
Подьяпольск - Новый мир 110	АС-95	204	330	470,25	43,4
Новый мир – Топаз 110	АС-95	215	330	470,25	45,9
Топаз - Береговая 2 СН 110	АС-95	247	330	470,25	52,5
Береговая 2 СН – Песчаная 110	АС-70	4	265	377,62	1,1
Широкая СН – Находка 110	АС-240	369	610	869,30	42,5
АТЭЦ ВН - Береговая 2 220	АС-300	661	710	1011,75	65,3

Таблица 17 – Токовая нагрузка трансформаторов (прогнозируемые нагрузки)

N _{нач}	N _{кон}	Название	I _{нач}	Место	I _{доп_25} ДДТН	I/I _{доп}
1	2	3	4	5	6	7
1	4	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ1	248	ВН	502	49,5
1	5	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ2	248	ВН	502	49,5
13	16	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ1	148	ВН	158	94,0
13	17	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ2	148	ВН	158	94,0
16	14	Б2 Нейтр АТ1 - Береговая 2 СН	131	ВН	268	49,1
17	14	Б2 Нейтр АТ2 - Береговая 2 СН	131	ВН	268	49,1
20	24	Широкая ВН - Шир нейт АТ1	181	ВН	314	57,7
20	25	Широкая ВН - Шир нейт АТ2	181	ВН	314	57,7
24	21	Шир нейт АТ1 - Широкая СН	180	ВН	563	32,0
25	21	Шир нейт АТ2 - Широкая СН	180	ВН	563	32,0
32	35	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ1	134	ВН	314	42,9
32	36	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ2	134	ВН	314	42,9
35	33	ПГРЭС Нейт АТ1 - ПаГРЭС СН 110	135	ВН	635	21,3

1	2	3	4	5	6	7
36	33	ПГРЭС Нейт АТ2 - ПаГРЭС СН 110	135	ВН	635	21,3
28	31	Лозовая ВН 500 - Нейт АТ1 Лозовая	83	ВН	335	24,9
31	29	Нейт АТ1 Лозовая - Лозовая СН 220	81	ВН	725	11,2
18	57	ПС Звезда ВН - Нейт Т1 Звезда	92	ВН	100	92,4
18	58	ПС Звезда ВН - Нейт Т1 Звезда	92	ВН	100	92,4

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что самой загруженной линией является ВЛ 220 АТЭЦ ВН – Береговая 2 с сечением АС-300, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 661 А, что составляет 65,3 % от длительного допустимого тока при данной температуре.

Трансформаторы на подстанциях 220 кВ ПС Звезда и ПС Береговая 2 загружены на 92,4 % и 94 % соответственно, что говорит о неприемлемо высокой загрузке трансформаторов в нормальном режиме при длительном их использовании.

2.3 Анализ послеаварийных режимов сети с учетом прогнозируемых нагрузок

В послеаварийном режиме будет рассмотрен вариант отключения самой загруженной ВЛ 220 АТЭЦ– Береговая 2. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема послеаварийного режима приведена в приложении Г.

На участке сети 220 кВ Широкая – Лозовая максимальный ток, протекающий по участку составляет 792 А, при длительным допустимым токе 1011,75 А при температуре минус 20 градусов Цельсия, загрузка 78,28 %.

В рассмотренном послеаварийном режиме токовая загрузка трансформаторов, установленных на ПС Лозовая составляет 138 %, что не приемлемо при длительном их использовании.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 36,09 МВт, что составляет 6,08 % от общей мощности нагрузки.

Исходя из результатов расчета нормальных и послеаварийных режимов приходим к выводу, что при прогнозируемом возрастании нагрузки на СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда» существующая электрическая сеть не способна обеспечить надежного электроснабжения потребителей, это обосновывает необходимость строительства и подключения новой ПС «Раффлс» к данной сети.

2.4 Разработка вариантов подключения объекта.

В данном пункте предлагается три варианта развития электрической сети для подключения ПС Раффлс.

- Присоединение к существующей ПС 220/10/10 кВ Звезда; Строительство ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 вторая цепь.
- Присоединение новой ПС 220/110 Раффлс к существующей ПС 220/10/10 кВ Звезда, путем строительства ЛЭП ВЛ 220 кВ ПС Владивосток – ПП.
- Присоединение новой ПС 220/110 Раффлс в «рассечку» к ВЛ 220 кВ «Звезда – Перевал». Строительство ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 вторая цепь.

Исходя из того, что проектируемая подстанция находится на территории города Большой камень, в каждом из случаев ПС Раффлс будет подключаться через КЛ, данный тип линий рекомендуется использовать в условиях плотной застройки, подземные кабели невидимы на поверхности земли, не излучают электрических полей, имеют улучшенные характеристики по потере мощности, высокую стойкость при аварийных нагрузках [21].

В варианте № 1 ПС Раффлс подключается к ПС 220 Звезда через две кабельные линии. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН ПС Звезда. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС Звезда, замена схемы на схему 8, шестиугольник. Исходя из анализа послеаварийных режимов с учетом прогнозирования нагрузок необходимо усиление сети, строительство ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая 2 вторая цепь. Длина линии 46 км.

При реконструкции ПС 220 кВ Береговая-2 для установки новых ячеек ОРУ 220 кВ в существующих условиях застройки прилегающей территории, для высвобождения места необходимо переустройство ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Береговая-2 в КРУЭ 220 кВ для высвобождения места в случае реализации основных технических решений по строительству новой ЛЭП 220 кВ до ПС 220 кВ Береговая-2. При этом, переустройство распределительного устройства 220 кВ будет проводиться на территории действующего объекта электроэнергетики, что окажет негативное влияние на сроки осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ССК «Звезда», что негативно скажется на времени проведения работ по строительству и вводу в эксплуатацию ПС Раффлс, а также на экономической составляющей данного варианта развития сети;

Схема конфигурации сети вариант 1

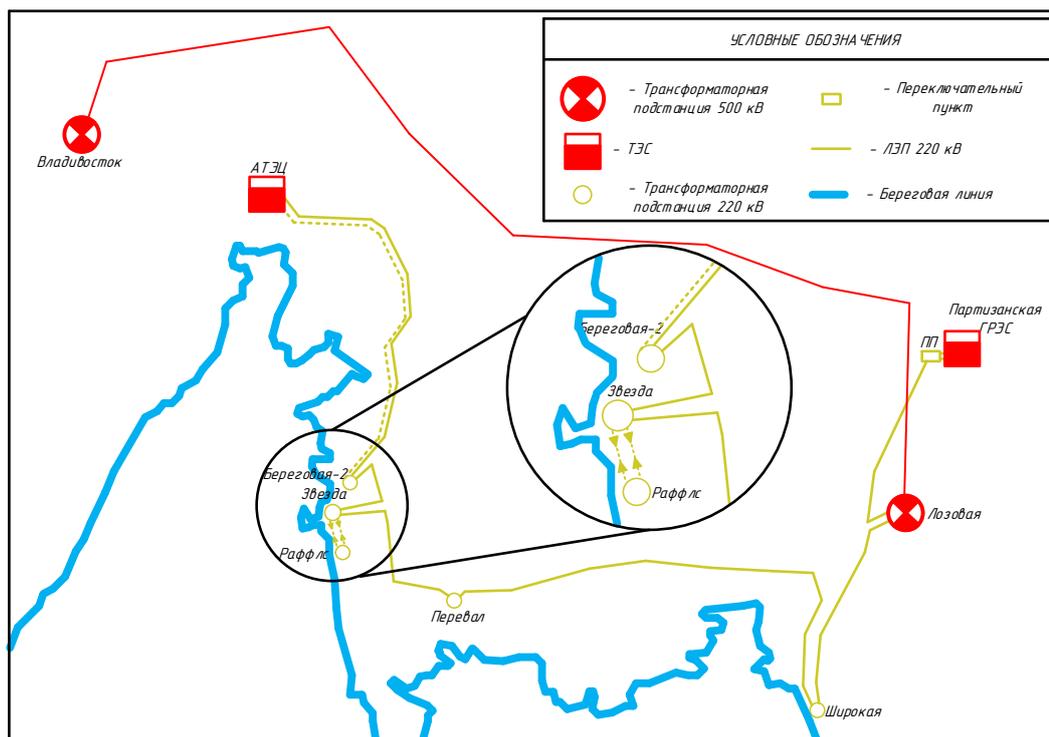


Рисунок 2 – Схема подключения по варианту № 1

Однолинейная схема подключения по варианту №1 приведена на рисунке 3, а также на листе 2 графической части.

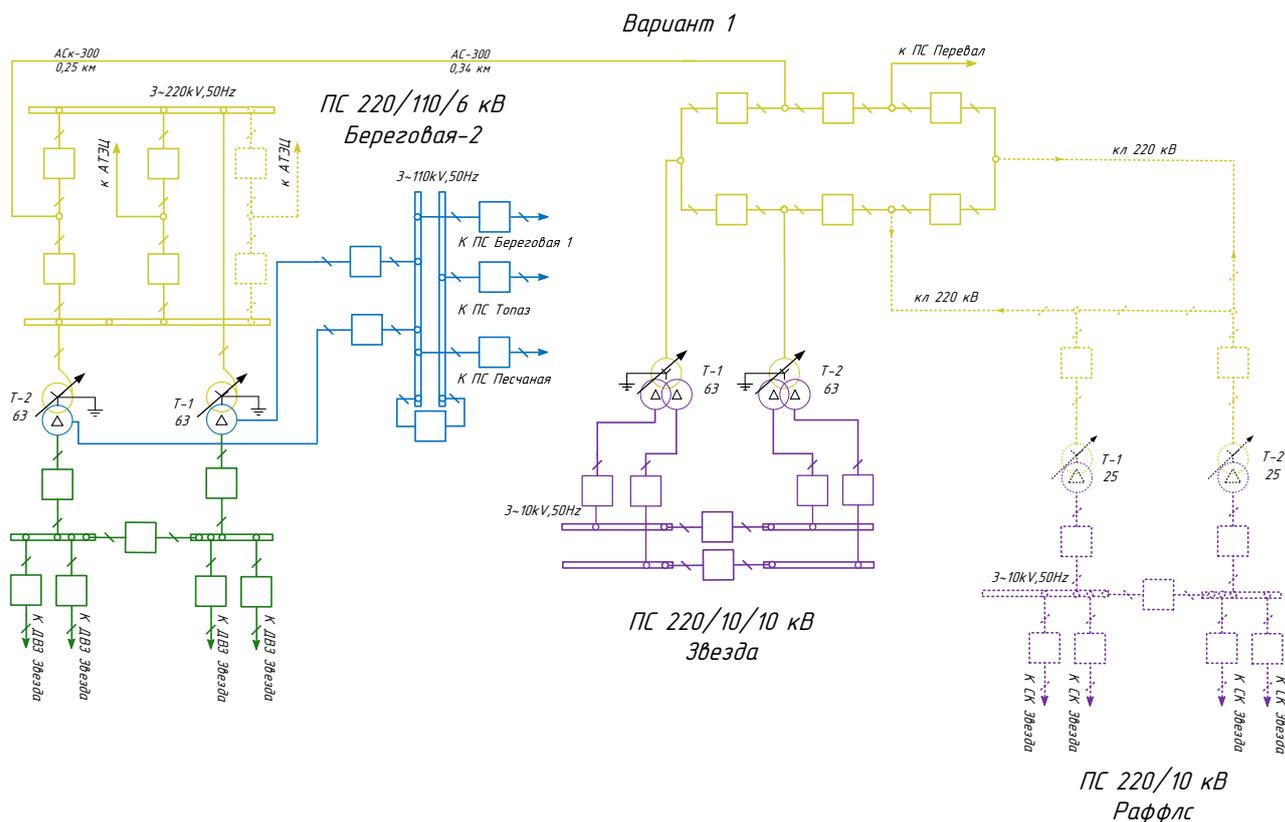


Рисунок 3 – Однолинейная схема подключения по варианту № 1

На схеме № 2 ПС Раффлс подключается к ПС 220 Звезда через одноцепную кабельную линию и к ПС 500 Владивосток через кабельно-воздушный переходной пункт в районе ПС 220 Звезда.

Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС Звезда и ПС Владивосток, необходимо строительство кабельно-воздушного переходного пункта, строительство одноцепной ВЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Владивосток до кабельно-воздушного ПП, длина линии 65 км, строительство одноцепной КЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Звезда до ПС Раффлс длина линии 2,5 км и строительство одноцепной КЛ 220 кВ от ОРУ 220 кВ ПС Раффлс до кабельно-воздушного ПП длина линии 2,5 км.

Схема конфигурации сети вариант 2

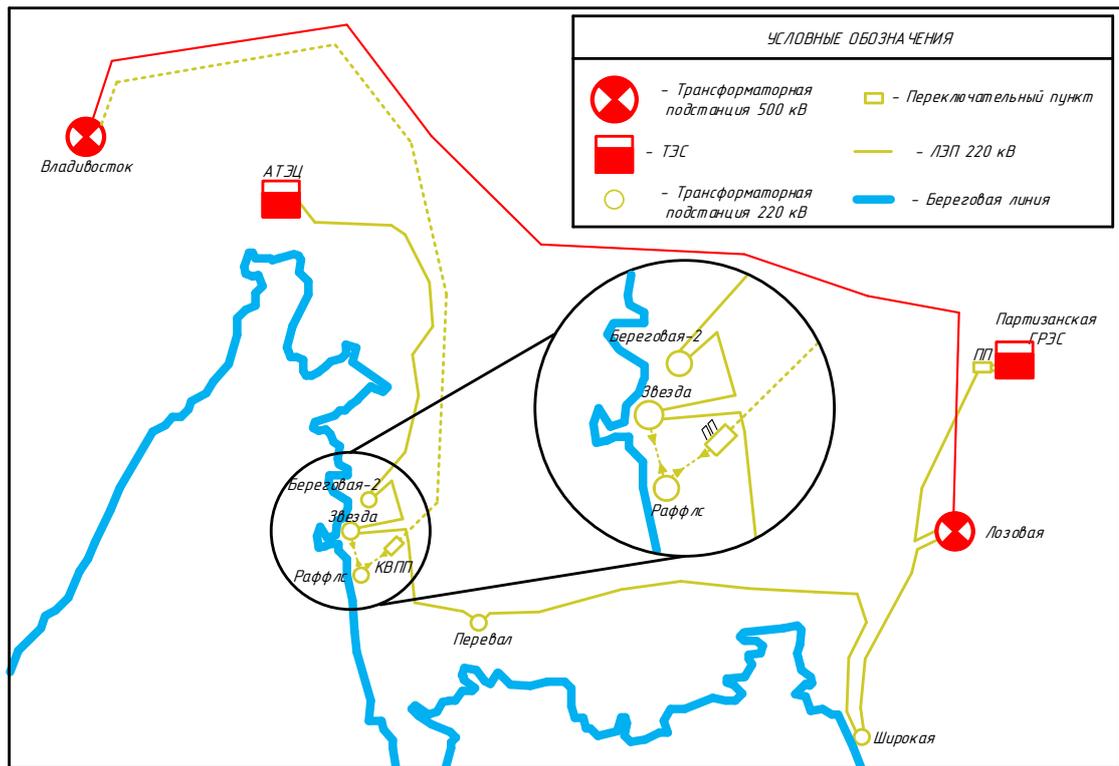


Рисунок 4 – Схема подключения по варианту № 2

Однолинейная схема подключения по варианту №2 приведена на рисунке 5, а также на листе 2 графической части.

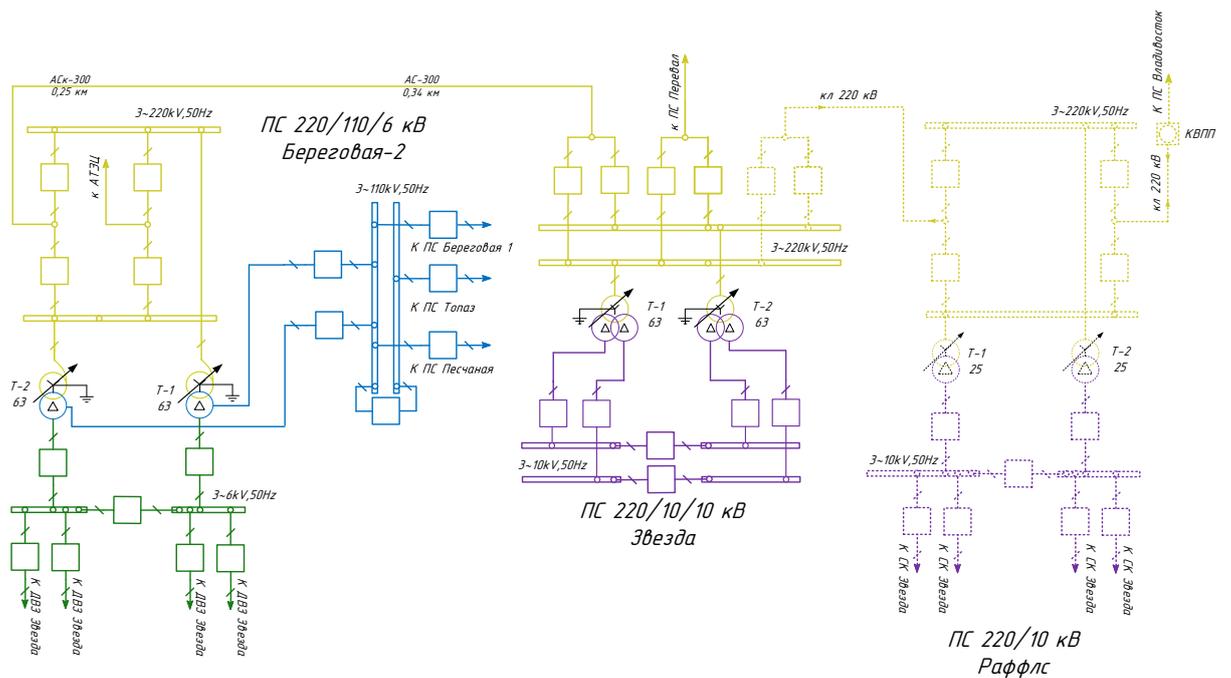


Рисунок 5 – Однолинейная схема подключения по варианту № 2

По схеме № 3 подключение ПС Раффлс производится в расщелку ВЛ 220 «Звезда – Перевал». Требуемая длина кабельной линии 1,25 км. Так как линия двухцепная, принимаем длину 2,5 км. Так же к мероприятиям по технологическому присоединению в данном варианте относится строительство кабельно-воздушного переходного пункта 220 кВ.

Как и в варианте реконструкции №1 требуется усиление сети, строительство второй цепи ВЛ Береговая 2- АТЭЦ 46 км, для этого необходимо на ПС 220 кВ Береговая-2 для установки новых ячеек ОРУ 220 кВ в существующих условиях застройки прилегающей территории, для высвобождения места переустройство ОРУ 220 кВ ПС Береговая-2 в КРУЭ 220 кВ.

Схема конфигурации сети вариант 3

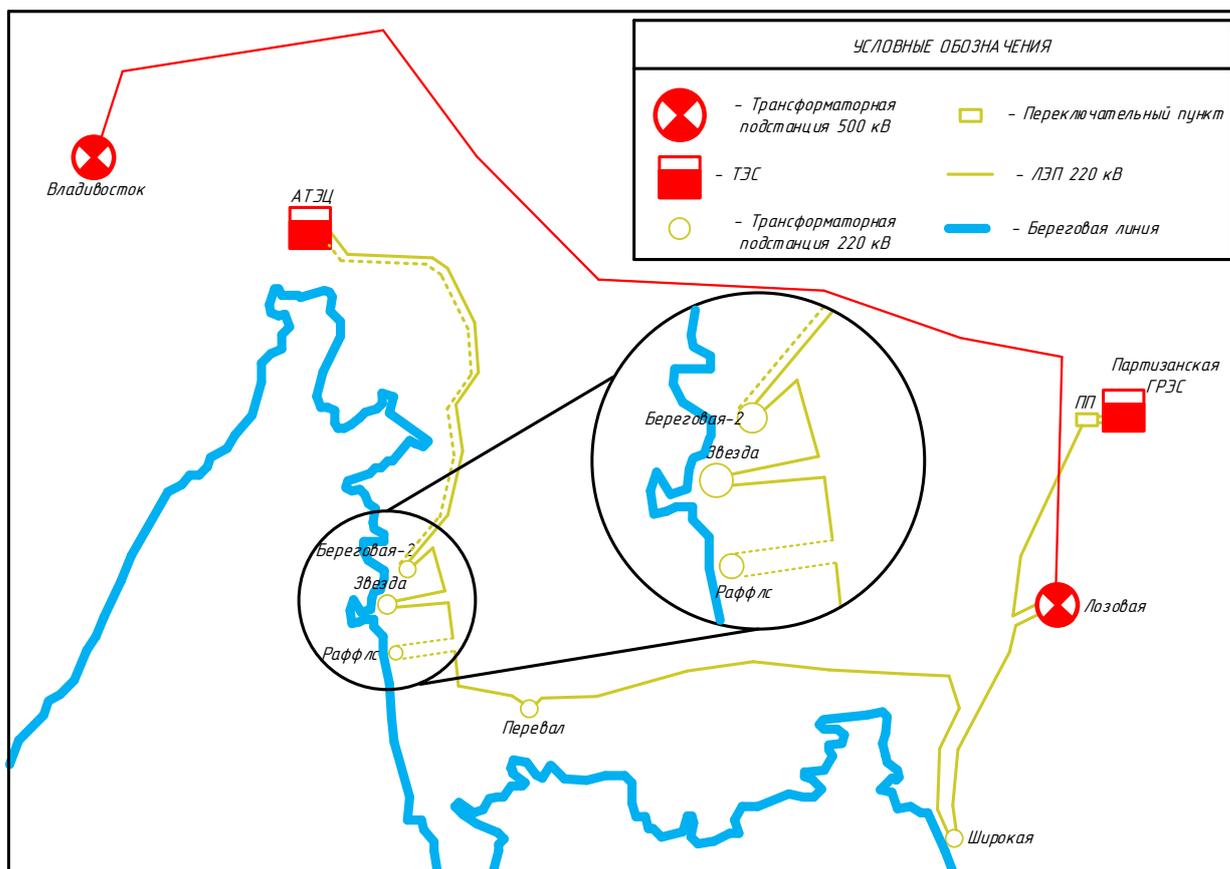


Рисунок 6 – Схема подключения по варианту №3

Однолинейная схема подключения по варианту №3 приведена на рисунке 7, а также на листе 2 графической части.

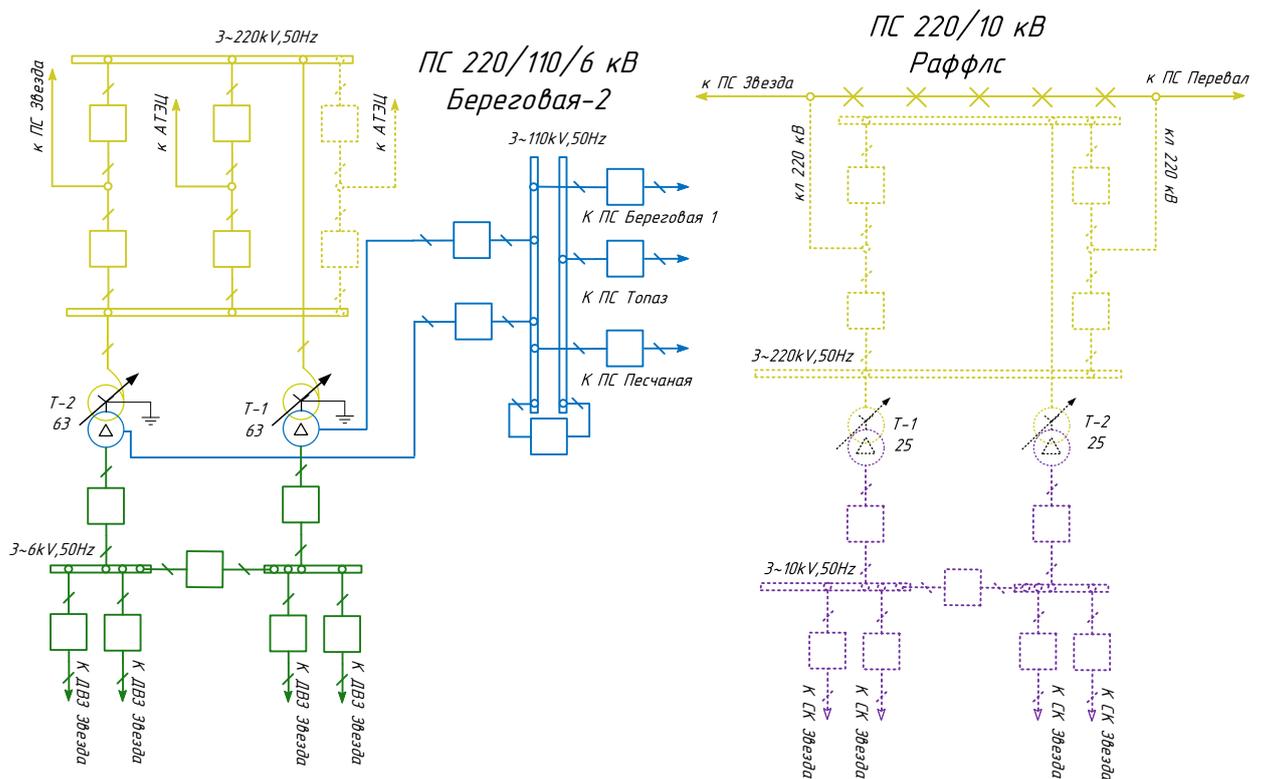


Рисунок 7 – Однолинейная схема подключения по варианту № 2

Для определения оптимального варианта подключения требуется провести технико-экономическое сравнение предложенных вариантов.

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПС РАФ- ФЛС

3.1 Разработка однолинейной схемы РУ, подключаемой ПС

В варианте №1 примем схему 4Н, два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии, так как в данном варианте подключения ПС является тупиковой [23]. Данная схема представлена на рисунке 8.

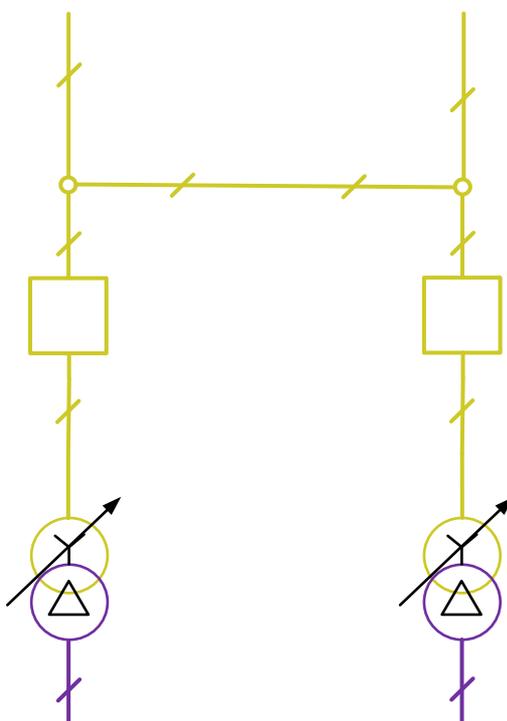


Рисунок 8 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

В вариантах №2 и №3 примем схему 8, четырехугольник, так как в данном варианте подключения ПС является проходной [23]. Данная схема представлена на рисунке 9.

Однолинейная схема проектируемой ПС 220 кВ Раффлс представлена на листе 3 графической части.

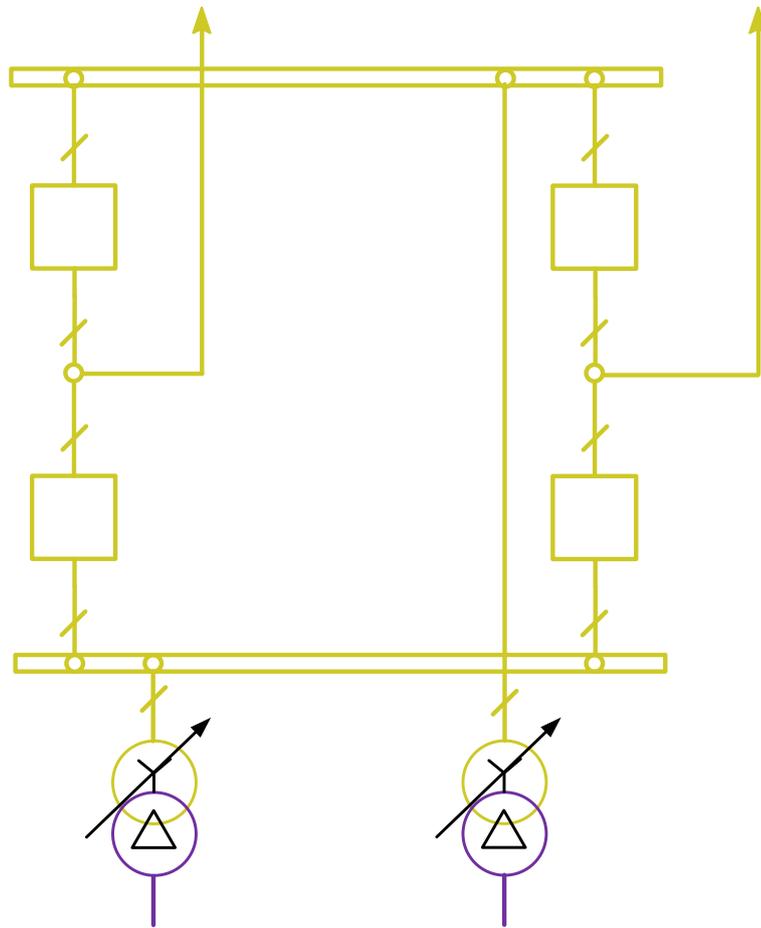


Рисунок 9 – Четырехугольник

3.2 Выбор сечения линий электропередачи

Размер сечения проводника является одним из важных параметров линии. Чем больше принимаемое к эксплуатации сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится несколькими методами. В данной работе выбор сечения осуществляется методом экономических токовых интервалов. Пригодность выбранных сечений проводов проверяется расчетом послеаварийного режима.

Для Подключения ПС Раффлс необходимо провести строительство линии электропередачи длиной 65 км.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (6)$$

где I_{rij} – расчётный ток, А;
 I_{maxij} – максимальный ток, А;
 α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;
 α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_M).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05; α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{P_{maxij}^2 + Q_{нескij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где I_{maxij} – максимальный ток, кА;

P_{maxij} , $Q_{нескij}$ – потоки активной максимальной и максимальной нескомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке ПС Владивосток – ПШ.

$$I_{maxij} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 0,181 \text{ кА};$$

$$I_{rij} = 0,181 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,190 \text{ кА}.$$

Исходя из полученных результатов, примем к использованию провод марки АСО-300/39 [1]. Длительно допустимый ток для данного провода 710 А. Результаты выбора сечений ЛЭП сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – выбор ЛЭП

Линия	Расчетный ток	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
ПС Владивосток – ПП	181	65	710	АСО-300/39
АТЭЦ – ПС Береговая 2	197	46	710	АС-300/39

3.3 Выбор сечений кабельных линий

Для подключения ПС Раффлс на территории города Большой Камень будем использовать КЛ. В последние годы хорошо все чаще стали использоваться кабели с изоляцией из СПЭ, их использование предлагается в рамках данной ВКР.

Выбор номинального сечения жил и экранов производится с помощью таблиц длительно допустимых токов. При выборе учитываются условия прокладки, расположения кабелей.

Пример выбора кабельной линии (КЛ) покажем на примере линии Раффлс – «ПП» в варианте №2, по методике, приведенной в [35].

При прокладке в земле длительно допустимые токи рассчитываем для расположения кабелей в горизонтальной плоскости для глубины прокладки 1 м, расстояния между цепями 0,8 м, удельного термического сопротивления грунта 1,2 К·м/Вт коэффициента нагрузки 1,0.

$$I_{дд} = I_p \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \dots \cdot k_n; \quad (8)$$

$k_1 = 1$ – Поправочный коэффициент на глубину прокладки 1 м.

$k_2 = 1,2$ – Поправочный коэффициент на термическое сопротивление грунта.

$k_3 = 1$ – Поправочный коэффициент на температуру грунта +15 °С.

$k_4 = 1$ – Поправочный коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее.

$k_5 = 1$ – Поправочный коэффициент на удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий).

Определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{P(i)} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 181 \text{ A}; \quad (9)$$

Расчетный ток одной цепи линии составит:

$$I_{p.l.} = 181 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 217,2 \text{ A};$$

Выбранное сечение КЛ из СПЭ для класса номинального напряжения 220 кВ равно 400 мм² с допустимым током 667 А, при прокладке в земле, кабели расположены в горизонтальной плоскости, экраны соединены по системе правильной транспозиции. В итоге выбираем кабель марки 1хПвПу2г3х-220-1х400/225.

Расчет по остальным линиям проведен аналогично и результат представлен в таблице 19.

Таблица 19 – выбор кабельных линий

Линия	Расчетный ток	Ток в П/А режиме	Длина, км	Допустимый ток кабеля	Марка
Вар 1 ПС Раффлс – ПС Звезда	130	204	2,5	667	ПвПу2г3х-220-1х400/225
Вар 2 ПС Раффлс – ПП	217	327	2,5	667	ПвПу2г3х-220-1х400/225
Вар 3 ПС Раффлс – рассечка линии	181	278	2,1	667	ПвПу2г3х-220-1х400/225

3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (10)$$

где n – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,625); [18]

$P_{срi}$ – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{20,53^2 + 10,34^2}}{2 \cdot 0,625} = 18,39 \text{ MВт.}$$

Выбираем трансформатор ТДН-25000/220 [1].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (11)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,4 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{20,53^2 + 10,34^2}}{2 \cdot 25} = 0,459.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (12)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{20,53^2 + 10,34^2}}{25} = 0,919.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,25 согласно [18]. Выбранный трансформатор проверен, удовлетворяет предъявляемым требованиям.

3.5 Выбор компенсирующих устройств

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{KVi} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{\text{зad}i} - tg\varphi_p), \quad (13)$$

где P_{\max} – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{\text{зad}i}$ – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_p$ – допустимый коэффициент реактивной мощности, установленный

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [16].

Принимаем $tg\varphi_p = 0,4$.

Так как $tg\varphi_{\text{зad}i} - tg\varphi_p = 0$, то компенсация реактивной мощности не требуется.

3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов

Расчет производился автоматизированным способом в MS Excel по следующему алгоритму, расчет по сравниваемым вариантам приведен в приложении Ж. Основные показатели определены согласно [27].

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму дисконтированных затрат. Формула для их расчета представлена ниже [27]:

$$Z = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} (K_t + I_t + K_{\text{д}}) \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д}})^t} \rightarrow \min, \quad (14)$$

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

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

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

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

$T_{РАСЧ}$ - расчетный период, принимаем равным 20 годам;

Капитальные вложения определяются по следующей формуле:

$$K_t = K_{ЛЭП} + K_{ПС}; \quad (15)$$

$K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение ЛЭП, тыс.руб;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = \sum_1^N K_0 \cdot L_{ЛЭП} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (16)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ЛЭП тыс.руб;

$L_{ЛЭП}$ – длина участка ВЛ, км;

N - количество ЛЭП;

$K_{ИНФ}$ – коэффициент инфляции, принимаем равным 5,91; [34]

K_P – районный коэффициент, принимаем равным 1,15;

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_P; \quad (17)$$

где $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства, тыс. руб;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб;

$K_{КУ}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства, тыс. руб. Так как выбор дополнительных КУ не требуется данная величина равна нулю;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс. руб.

$$I_t = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W}; \quad (18)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления в год, тыс. руб;

$I_{ЭКС}$ – эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$I_{\Delta W}$ – расходы на потери электроэнергии в сети в год, тыс. руб.

$$I_{AM} = \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ.ПС}} + \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ.ВЛ}} + \frac{K_{КЛ}}{T_{СЛ.КЛ}}; \quad (19)$$

где $T_{СЛ.ПС}$ – средний срок службы оборудования подстанций, принимаем равным 20 годам;

$T_{СЛ.ВЛ}$ – средний срок службы воздушных линий, принимаем равным 15 годам;

$T_{СЛ.КЛ}$ – средний срок службы кабельных линий, принимаем равным 30 годам;

$$I_{ЭКС} = K_{ПС} \cdot a_{ПС} + K_{ВЛ} \cdot a_{ВЛ} + K_{КЛ} \cdot a_{КЛ}; \quad (20)$$

где $a_{ПС} = 0,059$ – ежегодные нормы отчислений на обслуживание ПС;

$a_{ВЛ} = 0,008$ – ежегодные нормы отчислений на обслуживание ВЛ;

$a_{КЛ} = 0,025$ – ежегодные нормы отчислений на обслуживание КЛ;

Расходы на потери электроэнергии в сети определяются по следующей формуле [10]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (21)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, $кВт \cdot ч$;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, принимаем $2,71 \text{ руб} / кВт \cdot ч$;

Потери в сети были рассчитаны в ПВК RastrWin 3, результат представлен в таблице 20. Графики частных дисконтированных затрат и расчет капиталовложений по вариантам приведен в приложении Ж.

Таблица 20 – Приведенные затраты

Варианты развития	Капиталовложения требуемые на сооружение и реконструкцию $K_{ПС}$, тыс.руб	Издержки на потери электроэнергии $I_{\Delta W}$, тыс.руб	Дисконтированные затраты Z через 20 лет, тыс.руб
1	1596187	159537,7	5419075,6
2	991991	160269,4	5043830,4
3	1696035	159456,4	5836235,5

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{5419075,6 - 5043830,4}{5419075,6} \cdot 100 = 6,92 \%$$

Если дисконтированные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где Z меньше. Если нет, то выбираем вариант где $I_{\Delta W}$ меньше.

К дальнейшему рассмотрению выбираем вариант № 2, подключение ПС Раффлс к ПС 220 Звезда через одноцепную кабельную линию и к ПС 500 Владивосток через кабельно-воздушный переходной пункт в районе ПС 220 Звезда.

4 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПО ВЫБРАННОМУ ВАРИАНТУ

В данном разделе проводится расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети 110-220 кВ в связи с увеличением нагрузок СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда», с целью проверки токовых загрузок элементов сети и уровня напряжения, для того чтобы выявить необходимость возможного усиления сети. Процесс подготовки расчетных данных аналогичен описанному в разделе 1. Нагрузки ветвей эквивалента берутся из пункта 1.5 таблицы 8, параметры узлов из пункта 2.2 таблицы 15. В данных пунктах представлены основные параметры ветвей и узлов анализируемого эквивалента.

В данном пункте производится расчет максимального режима после реконструкции сети. Требуется определить токовые загрузки ЛЭП, СТ и АТ и сравнить их с ДДТН. Требуется проверить отклонение напряжения в центрах питания потребителей «СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда», от номинального и, если потребуется произвести регулировку напряжения с помощью устройств РПН, установленных на СТ и АТ. В максимальном режиме по принципу встречного регулирования следует держать напряжение на источниках питания равным $(1,05 - 1,1) \cdot U_{НОМ}$ согласно [12]. Подробный расчет максимального режима представлен на листе 4 графической части.

Вероятностные характеристики для проектируемой подстанции ПС 220/10 Раффлс и ПС Береговая 2 внесем в таблицу 21.

Таблица 21 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

Наименование подстанции	Прогнозируемые нагрузки							
	Pmax, МВт	Pср, МВт	Pэф, МВт	Pmin, МВт	Qmax, МВт	Qср, МВт	Qэф, МВт	Qmin, МВт
Раффлс	24,64	20,53	23,75	14,37	10,34	8,62	10,09	6,03
Береговая 2	33,4	27,83	32,20	19,48	15,03	12,52	14,65	8,76

Для расчета режимов использован ПВК (программный вычислительный комплекс) RastrWin 3. Параметры узлов и ветвей приведены в таблице 22. (зима прогнозируемые нагрузки).

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП (Зима МАХ)

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая загрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
АТЭЦ ВН 220 - Береговая 2 ВН	АС-300	133	710	1011,75	13,19
Береговая 2 ВН - ПС Звезда 220	АС-300	99	710	1011,75	9,90
ПС Звезда 220 - ПС Перевал 220	АС-300	78	710	1011,75	8,05
ПС Перевал 220 - Широкая ВН	АС-300	73	710	1011,75	7,51
Широкая ВН - Лозовая СН 220	АС-300	320	710	1011,75	31,69
Лозовая СН 220 - ПаГРЭС ВН 220	АС-120	111	375	555,75	23,06
АТЭЦ СН 110 - Смоляниново Тяг	АС-120	277	375	555,75	50,57
Смоляниново Тяг - Садовая	АС-240	272	610	869,25	43,30
Садовая - Береговая 1	АС-120	272	375	555,75	49,16
Береговая 1 - Береговая 2 СН	АС-120	165	375	555,75	30,63
Береговая 1 - Промысловка	АС-120	40	375	555,75	7,22
Промысловка - С-55	АС-120	52	375	555,75	9,49
С-55 - Волчанец	АС-120	12	375	555,75	2,30
Волчанец - Находка	АС-120	43	375	555,75	7,97
Находка - Находка Тяг	АС-120	151	375	555,75	27,33
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-95	172	330	470,25	36,61
Береговая 1 - Береговая 2 СН	АСК-120	117	375	555,75	21,12
Промысловка - Прибой	АС-70	87	265	377,625	23,19
Прибой - 178-Ф	АС-95	99	375	534,375	18,70
178-Ф - Подьяпольск	АС-95	127	375	534,375	23,96
Подьяпольск - Новый мир	АС-95	140	330	470,25	30,15
Новый мир - Топаз	АС-95	151	330	470,25	32,26
Топаз - Береговая 2 СН	АС-70	179	265	377,625	47,44
Береговая 2 СН - Песчаная	АС-70	2	265	377,625	1,01
Широкая СН - Находка	АС-240	394	610	869,25	45,37
ПС Владивосток 500 - Нейтр	АС-300	152	710	710	21,77

Таблица 23 – Токовая загрузка трансформаторов (прогнозируемые нагрузки)

N нач	N кон	Название	I нач	Место	Идоп_25 ДЦТН	I/Идоп
1	2	3	4	5	6	7
1	4	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ1	93	ВН	502	18,5
1	5	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ2	93	ВН	502	18,5
13	16	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ1	168	ВН	258	65,1
13	17	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ2	168	ВН	258	65,1
16	14	Б2 Нейтр АТ1 - Береговая 2 СН	116	ВН	437	26,6
17	14	Б2 Нейтр АТ2 - Береговая 2 СН	116	ВН	437	26,6
20	24	Широкая ВН - Шир нейт АТ1	182	ВН	314	57,9

1	2	3	4	5	6	7
20	25	Широкая ВН - Шир нейт АТ2	182	ВН	314	57,9
24	21	Шир нейт АТ1 - Широкая СН	181	ВН	563	32,2
25	21	Шир нейт АТ2 - Широкая СН	181	ВН	563	32,2
32	35	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ1	55	ВН	314	17,7
32	36	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ2	55	ВН	314	17,7
35	33	ПГРЭС Нейт АТ1 - ПаГРЭС СН 110	56	ВН	635	8,9
36	33	ПГРЭС Нейт АТ2 - ПаГРЭС СН 110	56	ВН	635	8,9
28	31	Лозовая ВН 500 - Нейт АТ1 Лозовая	176	ВН	502	35,1
31	29	Нейт АТ1 Лозовая - Лозовая СН 220	175	ВН	1088	16,0
18	57	ПС Звезда 220 - Нейт Т1 Звезда	5	ВН	100	5,3
18	58	ПС Звезда 220 - Нейт Т1 Звезда	5	ВН	100	5,3
63	64	ПС Раффлс ВН - ПС Раффлс НН	40	ВН	258	15,7
63	65	ПС Раффлс ВН - ПС Раффлс НН	40	ВН	258	15,7

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что все линии не загружены, максимальная нагрузка ЛЭП в нормальном режиме составляет 50,6 % от длительного допустимого тока при данной температуре, это линия АТЭЦ СН – Смоляниново/т 110 с сечением АС-120, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 281 А.

Загрузка трансформаторов на подстанциях 220 кВ находится в пределах от 15 %, до 65 %, что говорит приемлемой нагрузке трансформаторов в нормальном режиме при их длительном использовании.

Для расчета послеаварийных режимов отключим один АТ на ПС Широкая и ВЛ Лозовая – Широкая. Графическое представление результатов расчета находится в приложениях Д и Е.

Таблица 24 – Токовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме (Зима МАХ)

Участок	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{\text{длт}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{длт}}$ при -5 °С, А	Токовая нагрузка $I/I_{\text{длт}}$, %
1	2	3	4	5	6
АТЭЦ ВН 220 - Береговая 2 ВН	АС-300	277	710	1011,75	28,4
Береговая 2 ВН - ПС Звезда 220	АС-300	102	710	1011,75	10,1
ПС Звезда 220 - ПС Перевал 220	АС-300	216	710	1011,75	22,0
ПС Перевал 220 - Широкая ВН	АС-300	220	710	1011,75	22,6
Лозовая СН 220 - ПаГРЭС ВН 220	АС-120	196	375	555,75	35,3
АТЭЦ СН 110 - Смоляниново Тяг	АС-120	286	375	555,75	51,4
Смоляниново Тяг - Садовая	АС-240	270	610	869,25	42,1

1	2	3	4	5	6
Садовая - Береговая 1	АС-120	265	375	555,75	47,7
Береговая 1 - Береговая 2 СН	АС-120	163	375	555,75	29,4
Береговая 1 - Промысловка	АС-120	61	375	555,75	11,2
Промысловка - С-55	АС-120	141	375	555,75	25,7
С-55 - Волчанец	АС-120	101	375	555,75	18,5
Волчанец - Находка	АС-120	54	375	555,75	10,2
Находка - Находка Тяг	АС-120	258	375	555,75	46,5
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	АС-95	310	330	470,25	66,1
Береговая 1 - Береговая 2 СН	АСК-120	113	375	555,75	20,2
Промысловка - Прибой	АС-70	156	265	377,625	41,3
Прибой - 178-Ф	АС-95	168	375	534,375	31,5
178-Ф - Подьяпольск	АС-95	196	375	534,375	36,8
Подьяпольск - Новый мир	АС-95	210	330	470,25	44,7
Новый мир - Топаз	АС-95	220	330	470,25	46,8
Топаз - Береговая 2 СН	АС-70	248	265	377,625	65,7
Береговая 2 СН - Песчаная	АС-70	4	265	377,625	1,0
Широкая СН - Находка	АС-240	152	610	869,25	17,7
ПС Владивосток – ПС Лозовая	АС-300	152	710	1011,75	56,2

Таблица 25 – Токовая нагрузка трансформаторов в ПА режиме

№ нач	№ кон	Название	№ нач	Место	Идоп_25 ДДТН	И/Идоп
1	4	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ1	65	ВН	502	12,5
1	5	АТЭЦ ВН 220 - АТЭЦ нейтр АТ2	65	ВН	502	12,5
13	16	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ1	181	ВН	258	35,3
13	17	Береговая 2 ВН - Б2 Нейтр АТ2	181	ВН	258	35,3
16	14	Б2 Нейтр АТ1 - Береговая 2 СН	218	ВН	437	14,8
17	14	Б2 Нейтр АТ2 - Береговая 2 СН	218	ВН	437	14,8
20	24	Широкая ВН - Шир нейт АТ1	229	ВН	314	72,8
20	25	Широкая ВН - Шир нейт АТ2	229	ВН	314	72,8
24	21	Шир нейт АТ1 - Широкая СН	227	ВН	563	40,4
25	21	Шир нейт АТ2 - Широкая СН	227	ВН	563	40,4
32	35	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ1	90	ВН	314	28,8
32	36	ПаГРЭС ВН 220 - ПГРЭС Нейт АТ2	90	ВН	314	28,8
35	33	ПГРЭС Нейт АТ1 - ПаГРЭС СН 110	90	ВН	635	14,2
36	33	ПГРЭС Нейт АТ2 - ПаГРЭС СН 110	90	ВН	635	14,2
28	31	Лозовая ВН 500 - Нейт АТ1 Лозовая	93	ВН	502	16,3
31	29	Нейт АТ1 Лозовая - Лозовая СН 220	92	ВН	1088	16,0
18	57	ПС Звезда 220 - Нейт Т1 Звезда	5	ВН	100	5,4
18	58	ПС Звезда 220 - Нейт Т1 Звезда	5	ВН	100	5,4
63	64	ПС Раффлс ВН - ПС Раффлс НН	41	ВН	258	15,8
63	65	ПС Раффлс ВН - ПС Раффлс НН	41	ВН	258	15,8

	...	Район	Dp	dP_н...	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_п...	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	
		U_ном								dP_н...
1	☒	1	1	57,13	9,93	6,63	3,30	47,20	45,30	1,90

Рисунок 10 – Потери в нормальном режиме

	...	Район	Dp	dP_н...	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_п...	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	
		U_ном								dP_н...
1	☒	1	1	59,28	12,26	8,99	3,28	47,02	45,04	1,97

Рисунок 11 – Потери в ПА режиме

Анализируя полученные данные по загрузке ВЛ и трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, приходим к выводу, что при прогнозируемом возрастании нагрузки на СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда» существующая электрическая сеть после подключения новой ПС «Раффлс» способна обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведен расчет трех-, двух- и однофазных ТКЗ с целью дальнейшего выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС Раффлс, а также для выбора и проверки уставок устройств РЗ.

Расчет проводится в ПК RastrKZ для максимального и минимального режимов.

Короткие замыкания появляются по причине нарушения целостности изоляции электрических цепей. Возникают такие нарушения по различным причинам. Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление.

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70-95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания. Из-за того, что при возникновении трехфазного короткого замыкания все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, то такое короткое замыкание является симметричным. Оставшиеся виды коротких замыканий называют несимметричными. При коротких замыканиях происходит увеличение токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз больше номинальных.

Токи короткого замыкания, текущие по проводам, увеличивают потери электроэнергии в проводниках и контактах, возникающие вследствие повышенного нагрева проводов. Согласно вышесказанному, режим короткого замыкания является аварийным, и необходимо уметь определять значение тока короткого замыкания в любой точке электроэнергетической системы в любой момент времени.

При возникновении короткого замыкания требуется быстро отключить поврежденный участок с целью предотвращения дальнейшего нарушения работы электрической системы и сохранения целостности оборудования.

Именно поэтому такое оборудование как токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование должны быть подобраны с учетом величины возможно протекающего по ним тока.

5.1 Программный комплекс RastrKZ

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

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Аналогия задания исходных данных аналогична с ПК RastrWin, для задания узлов существует вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности, для расчета КЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования и/или эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора. Параметры для расчета токов КЗ обратной и нулевой последовательности можно рассчитать, используя встроенный в программу макрос на вкладке Расчеты – выполнить – ТКЗ – MakeNonSymm или пересчитать через соответствующие коэффициенты.

Результаты расчета сведены в таблицу Открыть – Несимметрия – Состав/Несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности. [13]

5.2 Составление схем замещения и определения параметров для расчета токов КЗ

Схема замещения для расчета токов КЗ прямой последовательности аналогична схеме замещения установившегося режима, параметры ЛЭП, (авто-) трансформаторов остаются такими же. Система, генераторы и нагрузка задает

ся эквивалентными сопротивлениями и ЭДС. Т.к. со стороны нагрузки отсутствует подпитка, то при расчетах она не учитывается.

Для расчета ТКЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети.

5.2.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности

Расчет токов КЗ следует производить с определения целью теоретически возможного тока короткого замыкания, исходя из этого расчета производится выбор электрического оборудования, а также расчета уставок релейной защиты.

При расчете коротких замыканий существует ряд допущений, которые позволяют упростить расчет и несущественно исказить результат.

- считают равными нулю намагничивающие токи силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий;

- считают трёхфазную систему симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

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

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

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

На Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 26.

Таблица 26 – параметры генераторов ПаГРЭС и АТЭЦ.

Марка генератора	$U_{НОМ}, кВ$	$P_{НОМ}, МВт$	$\cos \varphi$	$X_d'', о.е.$
ТВФ-120-2УЗ	10,5	100	0,8	0,192
ТВФ-110-2ЕУЗ		110	0,8	0,189

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x_1 = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (22)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (23)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 24:

$$x_1 = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{100} = 0,212$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_2 = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (24)$$

$$x_2 = 1,22 \cdot 0,212 = 0,258.$$

Аналогично проводятся расчеты для генератора ТВФ-110-2ЕУЗ.

Таблица 27 – параметры схемы замещения обратной последовательности ТГ

Позиция	$X_1, Ом$	$X_2, Ом$
ТВФ-120-2УЗ	0,212	0,258
ТВФ-110-2ЕУЗ	0,192	0,234

Параметры трансформаторов и линий при расчете ТКЗ прямой и обратной последовательности аналогичны параметрам, рассчитанным в пункте 1.5 и приведены в таблице 8.

5.2.2 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности значительно отличается от схем прямой и обратной последовательности, она напрямую зависит от расположения расчетной точки КЗ и определяется соединением обмоток, участвующих в ней трансформаторов и автотрансформаторов и способом заземления нейтрали. При составлении схемы необходимо учесть, что ток нулевой последовательности по существу является однофазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельным ей цепям. Циркуляция тока нулевой последовательности возможна только, если обмотка (авто-) трансформатора соединена в звезду с заземленной нейтралью.

Значения сопротивления нулевой последовательности ВЛ допускается определять по усредненным значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ВЛ, для данного расчета он равен 3, тогда:

$$X_{0(ВЛ)} = 3 \cdot X_{1(ВЛ)}; \quad (25)$$

Таблица 28 – Сопротивления линий нулевой последовательности

Ветвь	$X_0, Ом$
1	2
Береговая 2 - ПС Звезда 220	0,75
ПС Звезда - ПС Перевал 220	44,1
ПС Перевал - Широкая 220	51,9
Широкая - Лозовая 220	41,4
Лозовая - ПаГРЭС ВН 220	28,29
АТЭЦ СН – Смоляниново/Т 110	29,46
Смоляниново/Т – Садовая 110	39,99

1	2
Садовая - Береговая 1 110	2,13
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	2,2
Береговая 1 – Промысловка 110	25,44
Промысловка - С-55 110	23,46
С-55 – Волчанец 110	30,99
Волчанец – Находка 110	25,5
Находка – Находка/Т 110	17,61
Находка Тяг - ПаГРЭС СН 110	46,5
Береговая 1 - Береговая 2 СН 110	3,19
Промысловка – Прибой 110	1,05
Прибой - 178-Ф 110	0,81
178-Ф – Подьяпольск 110	1,77
Подьяпольск - Новый мир 110	1,74
Новый мир – Топаз 110	0,03
Топаз - Береговая 2 СН 110	2,58
Береговая 2 СН – Песчаная 110	2,91
Широкая СН – Находка 110	10,68
АТЭЦ ВН - Береговая 2 220	58,3

5.3 Расчет токов короткого замыкания

В максимальном режиме требуется рассчитать ударные ТКЗ и апериодические составляющие ТКЗ в начальный момент времени, необходимые для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Ударные и апериодические токи определяются по наибольшему из ТКЗ. Требуется выбрать оборудование на проектируемой ПС 220 кВ Раффлс, поэтому необходимо рассчитать ТКЗ на шинах ВН – узел 63, а также на шинах НН – узел 64.

5.3.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K(i)} = m \cdot I_{KA1}; \quad (26)$$

где $I_{(KA1)}$ – составляющая тока прямой последовательности;

m – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен $\sqrt{3}$, при однофазном равен 3 [13].

Таблица 29 – Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(KA1)}, \text{кА}$	$I_{(KA2)}, \text{кА}$	$I_{(KA0)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
К63 Шины ВН ПС Раффлс	3-х фазное	7,8534	-	-	7,8534
	2-х фазное	4,0595	-4,0595	-	7,0312
	1-но фазное	2,5045	2,5045	2,5045	7,5135
К64 Шины НН ПС Раффлс	3-х фазное	11,31	-	-	11,31
	2-х фазное	5,67	- 5,67	-	9,82
	1-но фазное	-			

Ударный ТКЗ рассчитывается при трехфазном КЗ, так как по нему оборудование проверяется на электродинамическую стойкость, а в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{уд(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)} \cdot K_{уд(i)}; \quad (27)$$

где $I_{K(i)}^{(3)}$ - действующее значение 3-х фазного ТКЗ, взятого из таблицы хх;

$K_{уд(i)}$ - ударный коэффициент, определяемый согласно [9] по формуле х;

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк(i)}}}; \quad (28)$$

где $T_{a.ЭК(i)}$ - эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, для расчетной точки КЗ. Согласно [9] определяется по формуле 29;

$$T_{a.ЭК(i)} = \frac{X_{ЭК(i)}}{\omega_C \cdot R_{ЭК(i)}}; \quad (29)$$

где ω_C - синхронная угловая частота сети;

$X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ - соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно расчетной точки КЗ;

Величина $X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ определяется с помощью ПВК RastrWin3, результат расчета $K_{УД(i)}$ представлен в таблице 30.

Покажем расчет коэффициента ударного тока на примере точки К63, результат по остальным точкам приведен в таблице 30:

$$T_{a.ЭК(K63)} = \frac{17,217}{314 \cdot 0,103} = 0,532 \text{ с};$$

$$K_{УД(K63)} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,532}} = 1,828;$$

Таблица 30 – постоянная времени для расчетных точек КЗ

Точка КЗ	$R_{ЭК}, Ом$	$X_{ЭК}, Ом$	$T_{a.ЭК}, с$	$K_{УД}$
К63 (РУ ВН)	0,103	17,217	0,532	1,828
К64 (РУ НН)	0,025	0,571	0,072	1,87

Покажем расчет ударного ТКЗ на примере точки К63:

$$i_{уд(К63)} = \sqrt{2} \cdot 7,8534 \cdot 1,828 = 20,3 \text{ кА};$$

Таблица 31 – ударные ТКЗ

Точка КЗ	$i_{уд}, \text{кА}$
К63 (РУ ВН)	20,30
К64 (РУ НН)	29,91

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, согласно [9] в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{К(i)}^{(m)}; \quad (30)$$

Покажем расчет аperiodической составляющей ТКЗ на примере точки К63, результат по остальным точкам приведен в таблице 32.

$$i_{a(К63)} = \sqrt{2} \cdot 7,8534 = 11,01 \text{ кА};$$

Таблица 32 – Аperiodическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени

Точка КЗ	$i_a, \text{кА}$
К63 (РУ ВН)	11,01
К64 (РУ НН)	15,99

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, УСТАНОВЛЕННОГО НА ПОДСТАНЦИИ

Задачей данного раздела является выбор и проверка основного электро-технического оборудования подстанций, а также проверка ранее установленного оборудования.

Выбор оборудования будет на проектируемой ПС Раффлс 220 кВ. Необходимо установить следующее оборудование:

- Ограничители перенапряжения
- Высокочастотный заградитель;
- Выключатели (секционные, линейные);
- Разъединители (секционные, ремонтные, линейные, шинные);
- Трансформаторы напряжения;
- Трансформаторы тока;
- Ошиновки;
- Изоляторы.

Также в проекте требуется реконструкция ПС 220 кВ Владивосток и ПС Звезда с добавлением одной ячейки выключателя, в качестве примера приведем расчет выбора оборудования для одной ячейки линейного выключателя для ПС 220/10 кВ Раффлс.

При проектировании ПП или же ПС должно обеспечиваться:

- Надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- Требуемое качество электрической энергии;
- Внедрение инновационных проектных решений;
- Соблюдение требований безопасности персонала и экологическая безопасность окружающей среды.

Максимально возможный ток на стороне 220 кВ равен:

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{P_{\text{ПРОГ. max}}^2 + Q_{\text{ПРОГ. max}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \quad (31)$$

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,181 \text{ кА.}$$

Максимальный ток на стороне 220 кВ проектируемой ПС Раффлс принимается равным предельному току подключенных линий, который равен 633 А.

Максимальный ток на одну систему шин на стороне 10 кВ проектируемой ПС Раффлс определяется по следующей формуле:

$$I_{\max HH} = \frac{1,4 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (32)$$

$$I_{\max HH} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5 \text{ А.}$$

Максимальный ток на линейных присоединениях на стороне НН определим по следующей формуле:

$$I_{\max HH} = \frac{\sqrt{P_{\text{MAX}}^2 + Q_{\text{HECK}}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}}, \quad (33)$$

$$I_{\max HH} = \frac{\sqrt{24,64^2 + 9,85^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 383 \text{ А;}$$

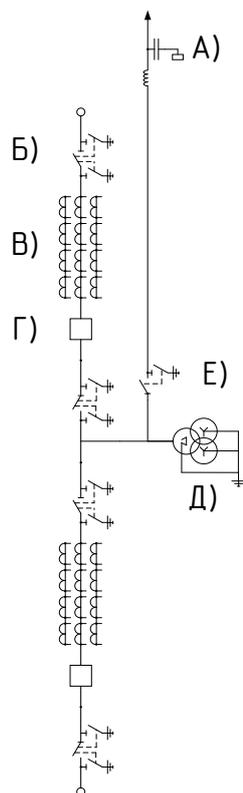


Рисунок 12 – Оборудование ячейки выключателя: а) ВЧ заградитель; б) разъединитель с двумя ЗН; в) трансформаторы тока; г) выключатель; д) трансформатор напряжения б) разъединитель с одним ЗН.

6.1 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

Для установки на РУ ВН выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220Ш-40/4000 УХЛ1. Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

Расчет приведен на примере линейного и секционного выключателя ПС Раффлс 220 кВ и линейного выключателя ПС Владивосток 500/220/10 кВ.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{вст} \leq U_{ном}; \tag{34}$$

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

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (35)$$

$633 \leq 4000 \text{ A}$ – условие выполняется.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{П0} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (36)$$

$7,85 \leq 40 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{П0} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (37)$$

$7,85 \leq 40 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (38)$$

$20,3 \leq 100 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (39)$$

$$B_{\text{к63}} = 7,85^2 \cdot (0,0275 + 0,532) = 34,47 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$B_{\text{К.НОМ}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (40)$$

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

$$B_K \leq B_{\text{К.НОМ}}; \quad (41)$$

$34,47 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{\text{аНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{откл.НОМ}}; \quad (42)$$

где $\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, 40 %.

$$i_{\text{аНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{ar} = i_{a0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}; \quad (43)$$

$$i_{ar63} = 11,01 \cdot e^{\left(\frac{-0,0275}{0,532}\right)} = 10,45 \text{ кА};$$

$$i_{ar} \leq i_{aНОМ}; \quad (44)$$

10,45 ≤ 22,62 кА – условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение данных выключателя ВГТ-220 с расчетными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}63} = 633 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{НОМ}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}63} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}НОМ}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п}63} = 7,85 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{д.с.}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}63} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{д.с.}}$
$В_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}63} = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{к}} \leq В_{\text{к.ном}}$
$i_{aНОМ} = 22,62 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}63} = 10,45 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{aНОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

6.2 Выбор и проверка выключателей РУ НН

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2. Номинальный ток 630 А для линейных ячеек, 2000 А для ячеек вводов и СВ. Проверка выбранных выключателей производится аналогично как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение данных выключателя LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{д.с.} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,91 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$ $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} = 383 \text{ А}$ $I_{max} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклНОМ}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$W_{к.ном} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{к} = 18,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{к} \leq W_{к.ном}$
$i_{аНОМ} = 17,81 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,05 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аНОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 220 кВ ПС Раффлс для ячейки секционного выключателя выберем разъединители марки РДЗ.2–220/1000 УХЛ1 с двумя ЗН и РДЗ.1–220/1000 УХЛ1 с одним ЗН, изготовитель ЗАО «Завод электротехнического оборудования».

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \tag{45}$$

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

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (46)$$

633 ≤ 1000 А – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{Д.С.}; \quad (47)$$

20,3 ≤ 63 кА – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_{К.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (48)$$

$$B_{К.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{К} \leq B_{К.ном}; \quad (49)$$

34,47 ≤ 1875 кА² · с – условие выполняется.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
U _{НОМ} = 220 кВ	U _{УСТ} = 220 кВ	U _{УСТ} ≤ U _{НОМ}
I _{НОМ} = 1000 А	I _{мах63} = 663 А	I _{мах} ≤ I _{НОМ}
I _{Д.С.} = 63 кА	i _{уд63} = 20,3 кА	i _{уд} ≤ I _{Д.С.}

1	2	3
Главные ножи		
$V_{K.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{K63} = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{K.ном}$
Заземляющие ножи		
$V_{K.ном} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{K63} = 31,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{K.ном}$

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

На линейных ячейках выключателя ПС Владивосток и ПС Звезда установлен разъединитель с одним заземляющим ножом выберем РДЗ.1–220/1000 УХЛ1.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

Перед выбором 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 $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Вольтметр	Альфа А1800	0,015	0,015	0,015
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ и РЭ				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ–220–0,2S/0,5/10р–800/5 выносной ТТ проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,2S (для цепей электроэнергии) равна, $S_{2НОМ} = 30 \text{ ВА}$.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (50)$$

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

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (51)$$

$633 \leq 800 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (52)$$

$20,3 \leq 64 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ДОП}} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}. \quad (53)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (54)$$

$$R_{2\text{ДОП}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma Z_{\text{ПРИБ}} = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}; \quad (55)$$

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{ПР}} = R_{2\text{ДОП}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_K; \quad (56)$$

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,0006 - 0,1 = 1,099 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{\text{ДОП}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (57)$$

где l – длина соединительных проводов для 220 кВ принимается: $l = 90 \text{ м.}$

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия 0,0283 мм²/м;

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 90}{1,099} = 2,32 \text{ мм}^2.$$

Выберем кабель марки АКРНГ 4–х жильный с сечением 4 мм².

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (58)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 90}{4} = 0,636 \text{ Ом}.$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (59)$$

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = 0,0006 + 0,636 + 0,1 = 0,7366 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_2; \quad (60)$$

1,2 ≥ 0,7366 Ом – условие выполняется.

$$B_{\text{К.ном}} = I_{\text{Т.С.}}^2 \cdot t_{\text{Т.С.}}; \quad (61)$$

$$B_{\text{К.ном}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (62)$$

$34,47 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Результаты расчета сводятся в таблицу 37.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.с.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд63} = 20,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.с.}$
$I_{НОМ} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{max}63} = 633 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,73 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$B_{KНОМ} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K63} = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{KНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН

Для установки в КРУ 10 кВ для вводных ячеек и СВ выбираем следующий ТТ: ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-2000/5, для линейных ячеек выбираем следующий ТТ: ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-600/5.

Приборы, подключаемые на стороне 10 кВ приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Альфа А1800	0,015	0,015	0,015
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ и РЭ				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Расчет аналогичен алгоритму выбора ТТ для стороны 220 кВ.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$ $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max} = 383 \text{ А}$ $I_{\max} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,171 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,91 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{д.с.}$
$B_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{КНОМ}$

Выбранные ТТ удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН

Выберем трансформаторы напряжения на стороне 220 кВ ПС Раффлс. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне ВН представлена в таблице 40. Трансформаторы напряжения проверяются по напряжению установки и допустимой нагрузке вторичных цепей.

Выберем масляный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1.

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	14,4
Ваттметр		4		
Варметр		4		
Счетчик АЭ и РЭ		4		
ИТОГО				14,4

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (63)$$

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

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

$$S_{приб} \leq S_{ном}; \quad (64)$$

$14,4 \leq 200 \text{ ВА}$ – условие выполняется;

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 14,4 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне НН представлена в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	28,8
Ваттметр		6		
Варметр		8		
Счетчик АЭ и РЭ		8		
ИТОГО				28,8

Выберем трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2:

Проверка выбранных ТН производится аналогично, как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 43.

Таблица 43 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 200 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 28,8 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.8 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне 220 кВ ПС Раффлс выбираем гибкую ошиновку, для ПС Владивосток выбор ошиновки не требуется.

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется, то выбираем по допустимому току. Выбираем гибкие шины АС-300/39.
 $I_{доп} = 710 \text{ А}; d = 24 \text{ мм}.$

Проверка шин на схлестывание можно допускается не делать, если периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (65)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{34,47 \cdot 10^6}}{91} = 64,5 \text{ мм}^2;$$

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

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (66)$$

$$633 \leq 710 \text{ A.}$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Проверка на коронный разряд:

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПП}}}}\right); \quad (67)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода равен 0,82.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{12}}\right) = 26,99 \text{ кВ / см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_{\text{ПП}} \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ПП}}}}; \quad (68)$$

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{2} \cdot D; \quad (69)$$

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{2} \cdot 400 = 503,96 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,36 \cdot \lg \frac{503,96}{1,2}} = 21,82 \text{ кВ / см.}$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (70)$$

$$23,347 \leq 24,291 \text{ кВ / см.}$$

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

6.9 Выбор и проверка сборных шин РУ НН

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.

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 100x8 мм:

$$q = 800 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 2080 \text{ А.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (71)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{18,16 \cdot 10^6}}{91} = 48,82 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (72)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,6 \text{ см}^4.$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (73)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66,6}{8}} = 2,49 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,49} = 1,58 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,5 \text{ м}$.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (74)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{29910^2}{0,22} = 704,32 \text{ Н / м.}$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (75)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (76)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{704,32 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 13,3} = 11,91 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

6.10 Выбор и проверка изоляторов РУ ВН

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы, ЛК 120/220-3 УХЛ1.

Подвесные изоляторы на электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Опорные изоляторы проверяются по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (77)$$

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

И по условию допустимой нагрузки:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (78)$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр};$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила N определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд(63)}^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (79)$$

где $i_{уд(63)}$ - ударный ток на шинах ПС Раффлс;

l - длина пролета между изоляторами примем 180 м;

a - расстояние между фазами согласно ПУЭ для 220 кВ 4 м.

6.11 Выбор и проверка опорных изоляторов РУ НН

Выбираем опорный изолятор ИОР-10-7,5 УХЛ2:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F; \quad (80)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

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

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (81)$$

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + h + \frac{3 \cdot b}{2}}{H_{\text{из}}}; \quad (82)$$

$$k_h = \frac{120 + 100 + \frac{3 \cdot 8}{2}}{120} = 1,93;$$

$$F_{\text{расч}} = 704,32 \cdot 1,5 \cdot 1,93 = 2039 \text{ Н};$$

$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

6.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 44.

Таблица 44 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт х ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
Охлаждение ТДН-25000/220/10	3,5x2	0,85	7	5,95
Подогрев приводов разъединителей на стороне 220 кВ, на три полюса	12x0,25	1	3	–
Подогрев приводов выключателей на стороне 220 кВ, на три полюса	4x2	1	8	–
Подогрев релейного шкафа	1x14	1	14	–
Отопление и подогрев ячеек КРУ	1x14	1	14	–
Освещение и вентиляция КРУ	1x7	0,9	7	3,39
Отопление и освещение ОПУ	60	1	60	–
Освещение ОРУ 220 кВ	5	1	5	–
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Итого			119,8	13,72

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

$$S_{РАСЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (83)$$

K_c – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{PACЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{119,8^2 + 13,72^2} = 120,28 \text{ кВА};$$

$$S_{TCH} = \frac{S_{PACЧ}}{1,4}; \quad (84)$$

$$S_{TCH} = \frac{120,28}{1,4} = 85,91 \text{ кВА}.$$

Выбираем трансформатор ТМГ – 100/10 У1.

6.13 Компенсация емкостных токов замыкания на землю

Выберем дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов замыкания на землю для кабельных линий 10 кВ.

Выберем сечение линий, отходящих от КРУ.

Примем допущение что нагрузка распределена равномерно между отходящими линиями.

Выберем трехжильный кабель сечением 630 мм²;

Определим емкостный ток на одну секцию шин:

$$I_C = n \cdot l \cdot I_{C0}; \quad (85)$$

где I_{C0} – удельный емкостный ток замыкания на землю, для выбранного кабеля 3,5 А/км;

l - длина кабельных линий, из-за отсутствия точной информации принимаем равной 2 км;

$$I_C = 2 \cdot 2 \cdot 3,5 = 14 \text{ А}.$$

Из-за распределённой по воздушным и кабельным линиям электропередач ёмкости, при ОЗЗ в месте повреждения протекает ёмкостный ток. В наиболее тяжелых случаях, возможно возникновение электрической дуги, горение которой может приводить к переходу ОЗЗ в двух- или трёхфазное замыкание и отключению линии релейной защитой. Вследствие этого потребитель электроэнергии может временно лишиться электроснабжения.

В соответствии с положениями ПУЭ в нормальных условиях работы сети должны предприниматься специальные меры защиты от возможного пробоя на землю.

Для предотвращения возникновения дуги и уменьшения емкостных токов применяют компенсацию емкостных токов. Значения емкостных токов, при превышении которых требуется компенсация согласно ПУЭ [15] и ПТЭ, приведены таблице 45.

Таблица 45– Значения токов требующие компенсации

Напряжение сети, кВ	6	10	20	35
Ёмкостный ток, А	30	20	15	10

При более низких уровнях токов считается, что дуга не загорается, или гаснет самостоятельно. Т.к. $I_C \leq I_{кр}$, $14 А \leq 20 А$, то применение компенсации в этом случае не обязательно.

6.14 Выбор и проверка ячеек КРУ

Исходя из произведенных расчетов, на стороне 10 кВ выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ К-63, основные параметры представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Основные параметры КРУ К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12

1	2
Номинальный ток сборных шин, А	2000
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	2000
Ном. ток отключения высоковольтного выключателя, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости (3 с), кА	31,5
Тип выключателя	LF- 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2
Габариты шкафа, мм: Высота/глубина/ширина	2270/1365/750
Трансформатор тока	ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-600/5 ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-2000/5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2

В данном разделе произведен выбор оборудования РУ ВН и РУ НН проектируемой подстанции 220/10 кВ Раффлс, выбраны выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, Гибкая ошиновка на ОРУ 220 кВ и жесткая ошиновка КРУ 10 кВ, а также исходя из полученных расчетов произведены выбор и проверка ячеек КРУ.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

В данном разделе произведен расчет контура заземления, зон молниезащиты, произведен выбор ОПН и произведена оценка надежности молниезащиты ПС Раффлс.

7.1 конструктивное исполнение заземления и его расчет

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций ПУЭ. [15]

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3); \quad (86)$$

Где А и Б длина и ширина территории под заземлитель, м.

$$S = (147,9 + 3) \cdot (82 + 3) = 12826,5 \text{ м}^2;$$

Конструктивно контур заземления будет представлять собой сетку, состоящую из горизонтальных проводников, в узлах которой находятся вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 1 м от уровня планировочной отметки земли. В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром $d = 12$ мм и длиной 5 м.

Определим сечение проводников:

$$F_{II} = \pi \cdot R^2; \quad (87)$$

$$F_{II} = \pi \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2;$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{I_K^{(1)2} \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (88)$$

где $I_K^{(1)}$ - наибольший ток однофазного КЗ из раздела 5;

T - время срабатывания РЗ, принимаем 0,3 с;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{7513^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 44,899 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (89)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + \alpha_K; \quad (90)$$

где a_K, b_K, c_K, α_K - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта. Данные коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности [26].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,223;$$

$$F_{КОР} = \pi \cdot 0,223 \cdot (12 + 0,223) = 8,536 \text{ мм}^2;$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{II} \geq F_{TEP} + F_{KOP}; \quad (91)$$

$$113 \geq 44,89 + 8,563 = 53,462 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Принимаем расстояние между полосами сетки 6 м, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = C \cdot c + B \cdot v; \quad (92)$$

c – количество полос по ширине ОРУ C ;

v – количество полос по длине ОРУ B ;

$$c = \frac{C}{k}; \quad (93)$$

$$c = \frac{147,9 + 3}{6} = 25,15;$$

$$v = \frac{B}{k}; \quad (94)$$

$$v = \frac{82 + 3}{6} = 14,167.$$

Тогда общая длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L = 147,9 \cdot 25,15 + 82 \cdot 14,167 = 2328,15 \text{ м.}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{6 \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (95)$$

$$n_B = \frac{15 \cdot \sqrt{12826,5}}{26} = 60,98;$$

принимаем $n_B = 61$.

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (96)$$

где l_B - длина вертикального электрода, принимаем равной 5 м;

$\rho_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, согласно [26] равно 30 Ом;

Коэффициент A зависит от соотношения длины вертикальных электродов l_B и \sqrt{S} :

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{12826,5}} = 0,044 \Rightarrow A = 0,1; \quad (97)$$

$$R = 30 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{12826,5}} + \frac{1}{2328,1 + 61 \cdot 5} \right) = 0,038 \text{ Ом.}$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле (98):

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (98)$$

где I_M - ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА для равнин [26].

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12826,5}}{(30 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,39.$$

Определим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} \leq 0,5;$$

$$R_{II} = 0,038 \cdot 2,39 = 0,091 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Требуется выполнить защиту на уровне здания ОПУ совмещенного с ЗРУ 10 кВ, принимаем высоту здания равной 7,26 м. Высота ячеечных порталов равна 11,64 м. Высота линейных порталов 16,4 м. Ограждение территории ПС имеет высоту 2 м. Принимаем к установке восемь стержневых молниеотводов, четыре из которых расположены на линейных порталах, а 4 расставлены по углам ПС на прожекторных мачтах. Примем прожекторные мачты ПМС-29,3, высотой 32,05 и молниеотводом 5 м.

Рассмотрим вариант установки молниеотводов на прожекторные мачты и на вершины линейных порталов.

Примем высоту молниеотводов, установленных на прожекторные мачты ПМС-29,3 равной:

$$h = 37,05 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 61,36 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h; \quad (99)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 37,05 = 31,49 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (100)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 37,05) \cdot 37,05 = 38,01 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны при условии $h < L < 2h$;

$$r_{C0} = r_0; \quad (101)$$

$$r_{C0} = 38,01 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (102)$$

$$h_{1CX} = 31,49 - (0,17 + 0,0003 \cdot 37,05) \cdot (61,36 - 37,05) = 27,09 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1CX(III)} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{1CX} - h_{об}}{h_{1CX}} \right); \quad (103)$$

$$r_{1CX(III)} = 38,01 \cdot \left(\frac{27,09 - 16,4}{27,09} \right) = 14,99.$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне шинного портала:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{1CX} - h_{об}}{h_{1CX}} \right); \quad (104)$$

$$r_{1CX} = 38,01 \cdot \left(\frac{27,09 - 11,64}{27,09} \right) = 21,667.$$

Радиус внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{эф}} \right); \quad (105)$$

$$r_{1X(Я)} = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{16,4}{29} \right) = 18,216 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны на уровне шинного портала:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{эф}} \right); \quad (106)$$

$$r_{1X(Я)} = 38,01 \cdot \left(1 - \frac{11,64}{29}\right) = 23,961 \text{ м.}$$

Аналогичный расчет производится для всех сочетаний молниеотводов, подробный расчет приведен в приложении 3, результат сведен в таблице 47.

Таблица 47 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Сочетание молниеотводов							
	1-6, 2-8	7-6	7-8	4-3	7-5	3-7	4-7	3-5
$L, \text{ м}$	61,36	71,9	61,46	48,3	53,7	49,8	49,2	46,4
$r_0, \text{ м}$	38,01	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12
$r_{C0}, \text{ м}$	38,01	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12	34,12
$h_{CX}, \text{ м}$	34,17	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93	22,93
$r_{X(L)}, \text{ м}$	18,21	14,17	14,17	14,17	14,17	14,17	14,17	14,17
$r_{CX(L)}, \text{ м}$	14,99	7,54	9,72	12,00	11,18	11,76	11,85	12,29
$r_{X(Я)}, \text{ м}$	23,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96
$r_{CX(Я)}, \text{ м}$	15,25	15,25	16,80	18,42	17,79	18,25	18,32	18,63

План ПС Раффлс с расставленными молниеотводами и указанием зон защит представлен на рисунке 13. Как видно из чертежа, в зону действия молниезащиты попадают все объекты ПС.

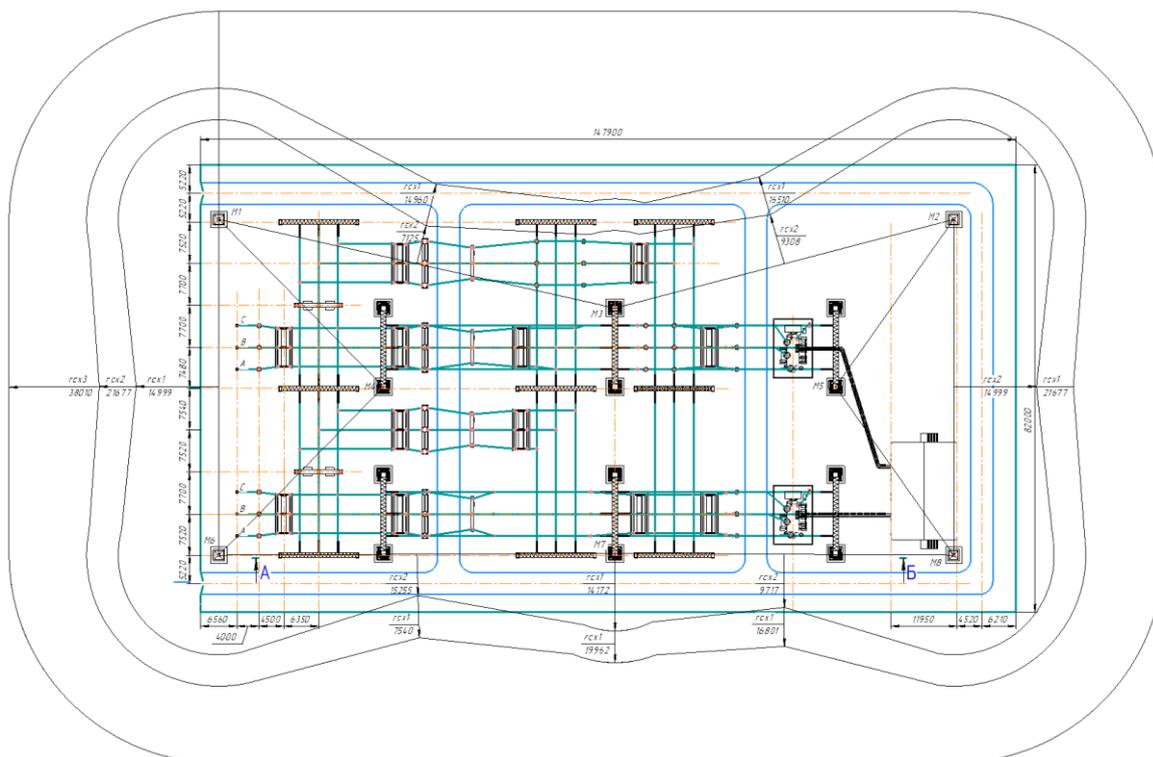


Рисунок 13 – Зоны молниезащиты проектируемой ПС

7.3 Выбор и проверка ОПН

В данном пункте требуется выбрать ОПН на сторонах 10 и 220 кВ для защиты силового трансформатора от перенапряжений. Также согласно [3], ОПН должен устанавливаться в месте присоединения кабеля к шинам ОРУ.

На стороне 220 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –П1– 220/154/10/2 УХЛ1.

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (108)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}}; \quad (109)$$

$U_{Н.Р.С.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, по [3] равно 126 кВ;

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{252}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ};$$

$$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ}; \quad (110)$$

$$152,8 \leq 154 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0}. \quad (111)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 7,85 = 9,42 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Проверка ОПН по номинальному разрядному току:

Так как в районе проектирования число грозных часов варьируется от 40 до 60, то номинальный разрядный ток должен быть не менее 10 кА, что соответствует номинальному разрядному току выбранного ОПН. Поэтому данное условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозных перенапряжениях:

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 220 кВ не должно превышать значения 570 кВ.

Для выбранного ОПН, $U_{OCT.GP.HOM} = 494 \text{ кВ}$;

$$U_{OCT.GP.HOM} < U_{OCT.GP}; \quad (112)$$

$$494 < 570 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Проверка ОПН по энергоемкости.

Согласно [3] при установке на шинах ПС кабельных присоединений, энергия, выделяемая в ОПН вычисляется по следующей формуле:

$$W_P = \frac{C_0 \cdot l \cdot n}{2} \cdot \left[\left(3 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{H.P.C.} \right)^2 - \left(1,25 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{H.P.D.} \right)^2 \right]; \quad (113)$$

где C_0 - удельная емкость подходящих кабельных линий, Ф/км;

l - длина КЛ, км;

n - количество КЛ;

$$W_P = \frac{0,133 \cdot 10^{-6} \cdot 2,5 \cdot 2}{2} \cdot \left[\left(3 \cdot \sqrt{2} \cdot 252 \right)^2 - \left(1,25 \cdot \sqrt{2} \cdot 154 \right)^2 \right] = 0,355 \text{ кДж / кВ}.$$

Условие выбора ОПН:

$$W_{OПН} \geq W_P;$$

$$2,8 \geq 0,355 \text{ кДж / кВ}.$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{U_{H.P.C.}}{\sqrt{3}}; \quad (114)$$

$$U_y = 1,4 \cdot \frac{252}{\sqrt{3}} = 203,7 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{H.P.HOM}} = \frac{203,7}{154} = 1,322. \quad (115)$$

Время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН, $t_{ОПН} = 672 \text{ с}$;

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ согласно [9], $t_y = 4 \text{ с}$;

$$t_{ОПН} > t_y; \quad (116)$$

$$672 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{и} \cdot K_{к} \cdot U_{\text{исп.}}}{1,2}; \quad (117)$$

где $U_{исп}$ - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно [3];

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

$K_{к}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для трансформаторов согласно [3], $K_{и} = 1,35$, $K_{к} = 0,9$.

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 325}{1,2} = 465,3 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН, $U_{ост.к.ном} = 394 \text{ кВ}$;

$$U_{ост.к.ном} \leq U_{ост.к}; \quad (118)$$

$$394 \leq 465,3 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

Согласно [20] для района с третьей степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{утеч} = 630 \text{ см}$.

Для выбранного ОПН, $l_{утеч.ном} = 630 \text{ см}$;

$$l_{утеч.ном} \geq l_{утеч}; \quad (119)$$

$$630 \geq 630 \text{ см.}$$

Условие выполняется. Все результаты сводятся в таблицу 48.

Таблица 48 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном};$
$U_{н.р.д} = 152,8 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 154 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$
$1,2 \cdot I_{по} = 9,42 \text{ кА}$	$I_{в.б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по};$
$U_{ост.гр} = 494 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} = 494 \text{ кВ};$	$U_{ост.гр.ном} < U_{ост.гр};$
$W_p = 0,355 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} \geq W_p;$
$t = 4 \text{ с}$	$t_{опн} = 672 \text{ с}$	$t_{опн} > t;$
$U_{ост.к} = 465,3 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} = 394 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} \leq U_{ост.к};$
$I_{утеч.} = 630 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} = 630 \text{ см}$	$I_{утеч.ном} \geq I_{утеч.}$

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

На стороне 10 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –П1– 10/12/10/2, алгоритм расчета аналогичен приведенному выше, с той разницей что ОПН на стороне 10 кВ не проверяется на грозовые перенапряжения.

Таблица 49 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном};$
$U_{н.р.д} = 12 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$
$1,2 \cdot I_{по} = 13,57 \text{ кА}$	$I_{в.б.} = 20 \text{ кА}$	$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по};$
$W_p = 2,29 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} \geq W_p;$
$t = 0,5 \text{ с}$	$t_{опн} = 789 \text{ с}$	$t_{опн} > t;$
$U_{ост.к} = 50,11 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} = 30,75 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к};$

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

Так как трансформаторы на ПС Раффлс работают с эффективно разземленной нейтралью. То для защиты нейтрали силового трансформатора от перенапряжений, вызванных однофазными замыканиями на землю принимаем к установке следующий ОПН, с напряжением, на которое рассчитана изоляция нейтрали. Принимаем к установке ОПН-П1-220/120/10/3 УХЛ1.

7.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты проектируемой ПС Раффлс. Расчет будет производиться по методике, указанной в [3].

Надежность защиты ОРУ ПС Раффлс от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{П.У} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_a \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}; \quad (120)$$

где a_T, b_T - длина и ширина территории ОРУ;

p_0 - плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности, определяется по формуле (121);

$R_{ЭКВ}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле (122);

$\eta_{ПР}, \eta_{ОП}$ - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

p_a - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$P_{ПР}$ -доля опасных грозových перенапряжений, возникающих при непосредственном грозovém разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы, определяется по формуле (123);

$P_{ОП}$ -вероятность обратного перекрытия, определяется по формуле (127).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{Г,ч}; \quad (121)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 4 = 2;$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \quad (122)$$

Где h – высота сооружения;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 11,64 - \frac{2 \cdot 11,64^2}{30} = 48,967 \text{ м};$$

$$p_{ПР} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (123)$$

где $I_{КР}$ - критический ток молнии;

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}; \quad (124)$$

где $Z_{ош}$ - волновое сопротивление ошиновки, вычисляется по формуле ();

$U_{50\%}$ -50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности, вычисляется по формуле (126);

$$Z_{OШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{CP}}{r_{\text{э}}} \right); \quad (125)$$

где $r_{\text{э}}$ - радиус фазы, для АС-300/29 равен 0,15 м;

h_{CP} - высота подвески шин, равна высоте ячеякового портала (11,64 м);

$$Z_{OШ} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 11,64}{0,15} \right) = 327,3 \text{ Ом};$$

$$U_{50\%} = U_{50\%}^- \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot I_{ИЗ}^{(0,74-0,06 \cdot l_{ИЗ}) \cdot (l_{ИЗ}-3)} \right); \quad (126)$$

где $U_{50\%}^-$ - 50 %-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности. Определяется по [3], принимаем равным 539 кВ;

$l_{ИЗ}$ - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 1,2 м;

$$U_{50\%} = 539 \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot 1,2^{(0,74-0,06 \cdot 1,2) \cdot (1,2-3)} \right) = 490,6 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 490,6}{327,3} = 2,99 \text{ кА};$$

$$p_{ИП} = e^{-0,04 \cdot 2,99} = 0,887;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{ИЗ}}{R_{И}}} ; \quad (127)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{490,6 - 50 \cdot 1,2}{0,181}} = 0,01;$$

$$N_{п.у} = 2 \cdot (147,9 + 2 \cdot 93,33) \cdot (82 + 2 \cdot 93,33) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,887) \cdot 10^{-6} = 0,000973;$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{п.у} = \frac{1}{N_{п.у}}; \tag{128}$$

$$T_{п.у} = \frac{1}{0,000973} = 1027 \text{ год.}$$

Для ОРУ 220 кВ данный показатель должен быть не менее 1000 лет. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОДНОЙ ИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ЛЭП

В выбранном проекте требуется строительство новой ЛЭП 220 кВ. Линия проходит от ПС Владивосток – ПП 220 кВ. В данном разделе рассмотрим конструктивное исполнение ВЛ ПС Владивосток – ПП 220 кВ длиной 65 км.

Для данной линии выбран провод марки АСО – 300/39. Это неизолированный сталеалюминевый провод со стальным сердечником 39 мм², и алюминиевых проволок. Эта линия будет являться одной из основных линий, присоединяющих проектируемую ПС Раффлс, поэтому был выбран провод с большим значением длительно допустимого тока 710 А, для возможности передачи большой мощности без перегруза ЛЭП.

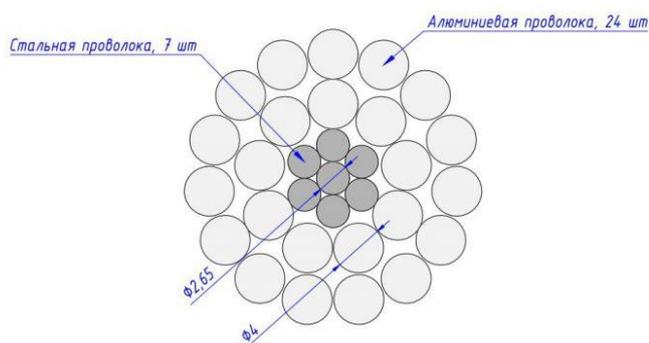


Рисунок 14 – Сечение провода АСО-300/39

Для выбора опоры необходимо учитывать климатические характеристики района проектирования. Опоры должны удовлетворять требованиям по гололеду V и по ветру IV район. Участок ЛЭП состоит из промежуточных, которые не воспринимают тяжесть проводов или воспринимают его частично и анкерных опор, которые полностью воспринимают тяжесть проводов и тросов в смежных с опорой пролетах [27]. В качестве промежуточных опор выберем П220-3 и анкерные 1У220-1. Чертежи опор с размерами приведены ниже.

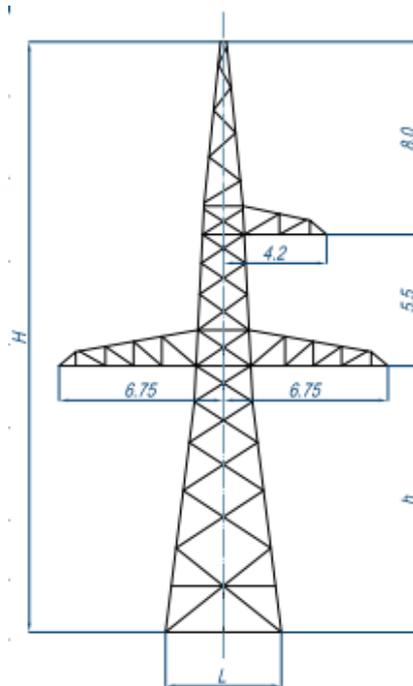


Рисунок 15 – Анкерная опора, $H=24,6$ м, $L=4,91$ м.

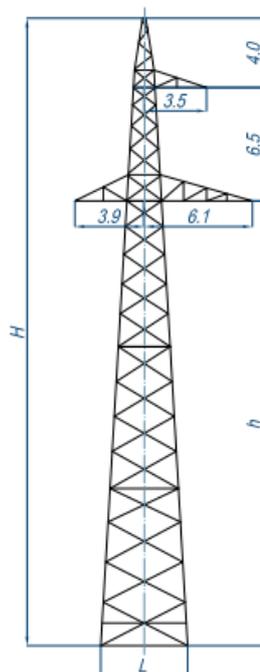


Рисунок 16 – Промежуточная опора, $H=35,8$ м, $L=5$ м.

Расположение проводов на опоре по вершинам треугольника. На протяжении всей длины ВЛ напряжение 110-750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии, для этого устанавливаем на опоре грозотрос марки С-70.

Крепление тросов на всех опорах ВЛ 220 - 750 кВ должно быть выполнено при помощи изоляторов, шунтированных изоляционных промежутков размером не менее 40 мм. На каждом анкерном участке длиной до 10 км тросы должны быть заземлены в одной точке путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается таким, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при коротком замыкании (КЗ) на ВЛ, не происходил пробой изоляционного промежутка. [27]

На опорах установлены изоляторы типа ЛК-70/220. Подвесной линейный изолятор имеют стеклопластиковый стержень, изолирующий промежуток изготавливается из кремнийорганической композиции, выполненной способом заливки стержня в литьевой форме. Применяется в диапазоне температур -60 – +50°С, испытательное напряжение грозового импульса 980 кВ.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети

В данном пункте требуется расставить комплексы защиты на участках сети на которых производится реконструкция.

На СТ устанавливаемых на ПС Раффлс, требуется установка следующих типов защит:

- Основные, защищают СТ от внутренних повреждений:

Дифференциальная токовая отсечка и дифференциальная защита с торможением;

Газовая защита; защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Основные защиты действуют с запретом последующего АПВ.

- Резервные, защищают СТ от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях сети которые питаются от трансформатора. А также по возможности резервируют основные защиты.

Максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения (в случае если не достигается требуемая чувствительность) или без пуска напряжения;

Защита от перегрузки с действием на сигнал, на разгрузку или отключение.

Для защиты ВЛ Владивосток – ПП принимаем следующие типы защит:

В качестве основной защиты принимаем продольную токовую дифференциальную защиту, с применением оптоволоконного канала связи между ПС Владивосток и ПС Раффлс. Данная защита будет реагировать на замыкания в любой точке линии, ограниченной трансформаторами тока.

В качестве резервных защит от междуфазных КЗ применяется направленная четырехступенчатая ДЗ, а от однофазных замыканий на землю четырехступенчатая направленная ТЗНП.

Для КЛ ПП-ПС Раффлс и ПС Звезда – ПС Раффлс также в качестве основной применяем продольную токовую дифференциальную защиту, а в качестве резервных направленные ТЗНП и ДЗ.

9.2 Релейная защита силового трансформатора на проектируемой ПС

В данном пункте приводится расчет релейной защиты силового трансформатора Т1 марки ТДН-25000/220, установленного на проектируемой ПС.

9.2.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защита реализована с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21 НТЦ «Мехатроника», по методике, приведенной в [4].

В таблице 50 приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 50 – исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / \Delta / -11$
$S_{T.НОМ}, МВА$	25
$U_{T.НОМ}^{ВН}, кВ$	230
$U_{T.НОМ}^{НН}, кВ$	11
$U_{к ВН-НН MAX}, \%$	11,5
$U_{к ВН-НН MIN}, \%$	10,9
РПН в нейтрали ВН, $n = 25, \Delta U = 1 \%$	
$X_C^{MIN}, Ом$	6,805
$X_C^{MAX}, Ом$	3,625
$K_{ТТ}^{ВН}$	800/5
$K_{ТТ}^{НН}$	2000/5

Сопротивление трансформатора рассчитывается для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T.HOM}^{BH} \cdot \left(1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right); \quad (129)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 230 \cdot \left(1 - \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 202,4 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX}^{BH} = 230 \cdot \left(1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 257,6 \text{ кВ}.$$

Расчетное значение U_{MAX}^{BH} выше предельно допустимого напряжения для класса 220 кВ, поэтому в соответствии с [11] принимаем равным наибольшему рабочему, $U_{MAX}^{BH} = 242 \text{ кВ}$.

Сопротивление трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.MIN/MAX} = \frac{U_{k MIN/MAX}}{100} \cdot \frac{U_{MIN/MAX}^2}{S_{T.HOM}}; \quad (130)$$

$$X_{T.MIN} = \frac{10,9}{100} \cdot \frac{202,4^2}{25} = 178,61 \text{ Ом};$$

$$X_{T.MAX} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{242^2}{25} = 269,39 \text{ Ом}.$$

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспече-

ния правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала $i_{MAX ПТН}^{BH}$ должно удовлетворять следующему условию Значения ТКЗ на стороне ВН трансформатора берем из раздела 5.

Далее производим расчет ПТН для блоков БМРЗ на сторонах ВН и НН по следующим формулам:

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K MAX}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (131)$$

где $K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным двум;

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{7853}{160} = 98,16 \text{ A};$$

В соответствии с [4] выбрать ПТН с $i_{MAX ПТН}^{BH} = 500 \text{ A}$ и $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 5 \text{ A}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима для ПТН с током, равным 5 А и 2,5 А по следующему выражению:

$$I_{НОМ ПТН}^{BH} \leq 6 \cdot \frac{I_{Т.НОМ}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (132)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (133)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62,755 \text{ A};$$

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{62,75}{160} = 2,65.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстанцией соответствующих ТКЗ. Для начала рассчитаем предельный ТКЗ на стороне НН с учетом регулировки напряжения;

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{U_{T.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{MAX} + X_{T.MIN})} \cdot 10^3; \quad (134)$$

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (3,625 + 178,61)} = 728,7\ A;$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH}}{U_{T.HOM}^{HH}}; \quad (135)$$

$$I_{K\ MAX}^{HH} = 728,7 \cdot \frac{202,4}{11} = 13408,1\ A;$$

$$i_{MAX\ ПТН}^{HH1} \geq 2 \cdot \frac{13408,1}{800} = 33,52\ A.$$

Принимаем ПТН с $i_{MAX\ ПТН}^{HH} = 65\ A$ и $I_{НОМ\ ПТН}^{BH} = 0,5\ A$;

$$I_{T.HOM}^{HH} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312;$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{1312}{800} = 4,92.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

9.2.2 Расчет уставки ДТО

Далее определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{НБ ДТО} = \left(k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{МАХ} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma \right) \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{НН}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (136)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon_{МАХ}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К МАХ}$, с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности $\varepsilon_{МАХ}$ равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$U_{РЕГ1}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования, $U_{РЕГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, но не менее 0,05.

$k_{ТОК1}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо

принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК1} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

γ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05;

Для двухобмоточного трансформатора в правой части формулы (136) слабое $U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1}$ не учитывают.

$$I_{НБ РАСЧ} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 3,483 \text{ о.е.}$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ РАСЧ};$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,225 \cdot 3,483 = 4,267 \text{ о.е.}$$

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку ДТО рекомендуется принять от 4 до 5 о.е. номинальных значений тока трансформатора. Диапазон принят с учётом подавления апериодической составляющей тока при цифровой обработке сигналов в блоке БМРЗ, принимаем значение равное 5 о.е. [4].

В качестве уставки срабатывания ДТО следует принять большее из двух полученных значений, поэтому принимаем $I_{ДТО} = 5 \text{ о.е.}$

9.2.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Рассчитывается уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (137)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие аperiodической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$$k_{ОДН} = 1 \text{ – коэффициент однотипности ТТ};$$

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 \cdot I_{Т.НОМ}$. С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$ равными 0,1 при условии, что значение $\varepsilon_{МАХ}$ не превосходит 0,1.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$, но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,135.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}; \quad (138)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,135 = 0,202 \text{ о.е.};$$

Значение уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как согласно [31] ДЗТ с уставкой $I_{ДЗТ.НАЧ}$ от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках, поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ2}$.

Для начала требуется определить ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ2}$ при токе торможения $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{отс} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}; \tag{139}$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} + \gamma); \tag{140}$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{25-1}{2} \cdot \frac{1}{100} + 0,05 \right) = 0,555 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,225 \cdot 0,555 = 0,679;$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}; \quad (141)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,679 - 0,3 = 0,379 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ3}$.

Для начала требуется определить значение тока торможения $I_{КТОРМ}$, соответствующее максимальному току внешнего КЗ $I_{КМАХПРИВ}^{НН}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{КМАХПРИВ}^{НН}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}; \quad (142)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 10,16 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}; \quad (143)$$

где $I_{ТОРМ2}$ ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{4,267 - 0,679}{10,16 - 1,5} = 0,414 \text{ о.е.};$$

9.2.4 Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте $U_{РЕГ1}$, который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}; \quad (144)$$

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot 1}{100} = 0,03 \text{ о.е.};$$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) = 0,09;$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,09 = 0,135 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.};$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) = 0,42 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,225 \cdot 0,42 = 0,514;$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 0,514 - 0,3 = 0,214 \text{ о.е.}$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока $I_{ДТО}$ следует использовать значение тока $I_{ДТО}^Ч$, который определяется по аналогичной формуле, но значение $U_{РЕГ1}$ подставляется из формулы (144):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,225 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,03 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{728,7}{62,75} = 4,69 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3}^Ч = \frac{4,69 - 0,03}{10,16 - 1,5} = 0,538 \text{ о.е.}$$

9.2.5 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на стороне НН:

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{2 \cdot (X_C^{MIN} + X_{Т.МАХ})} \cdot 10^3; \quad (145)$$

$$I_{К\ MIN\ ПРИВ}^{НН} = \frac{230}{2 \cdot (6,805 + 269,39)} = 416,3 \text{ А.}$$

коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К MIN ПРИБ}}^{\text{НН}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{MIN}})}{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{ВН}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}; \quad (146)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{416,3 \cdot (1 - 0,1)}{62,75 \cdot 0,3} = 19,9 \geq 2.$$

Чувствительность защиты достаточна.

9.2.6 Выбор уставки сигнализации тока небаланса

Рассчитывается относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon_{\text{РАБ.МАХ}} + U_{\text{РЕГ1}} \cdot k_{\text{ТОК1}} + \gamma);$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{НБ}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 \cdot 1 + 0,05) = 0,297;$$

9.2.7 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [4] уставка сигнализации небаланса $I_{\text{НБ}}$ должна быть задана коэффициентом $K_{\text{НБ}}$, который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}};$$

$$K_{\text{НБ}} = \frac{0,297}{0,3} = 0,99 \text{ о.е.}$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с [31] принять равной 2 с.

Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с [31] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице 51.

Таблица 51 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$, А	5
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$, А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$, о.е.	5
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$, о.е.	0,99
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,379
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,414
ИПБ; $K_{ИПБ}$, о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$, с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	0,214
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ3}^Ч$	0,538

9.3 Расчет резервных защит

Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

9.3.1 Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле:

$$I_{C3}^{II} = \frac{k_{OTC} \cdot k_{C3II}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (147)$$

k_{C3II} – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5;

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,15;

$I_{РАБ.МАХ}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{P_{МАХ}^2 + Q_{МАХ}^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot n} \cdot 1,4 \cdot 10^3;$$

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{57,1^2 + 38,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} \cdot 1,4 \cdot 10^3 = 253,4 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 253,4 = 1153,7 \text{ A}.$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K MAX}^{HH} ПРИВ}{K_{TT}^{ВН}}; \quad (148)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1153,7}{160} = 6,24 \text{ A}.$$

Осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (149)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,24 \cdot 160}{1153,7} = 0,866 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности основной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле:

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}}; \quad (150)$$

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 62,75 = 75,99;$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле:

$$U_{\text{СЗ}} = \frac{U_{\text{MIN}}}{k_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{В}}}; \quad (151)$$

где U_{MIN} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 0,85;

$$U_{сз} = \frac{0,85 \cdot 11}{1,15 \cdot 1,05} = 7,74 \text{ кВ.}$$

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{сзп}}{k_{отс}};$$

где $U_{сзп}$ – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 \cdot U_{НОМ}$;

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot 11}{1,15} = 6,69 \text{ кВ};$$

В качестве уставки принимается меньшее из двух полученных значений, принимаем 7,74 кВ;

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройка от напряжения небаланса по формуле:

$$U_{2сз} = K_{НБ} \cdot U_{НОМ}; \tag{152}$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимаем равным 0,06;

$$U_{2сз} = 0,06 \cdot 11 = 0,66 \text{ кВ.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}} \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{сз}}}; \quad (153)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,24 \cdot 160}{382,9} = 2,6 \geq 1,5.$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{сз}}'' = \frac{382,9}{160} \cdot \sqrt{3} = 4,14 \text{ A};$$

$$U_{\text{сз}} = \frac{6,39}{100} = 41,4 \text{ В}.$$

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с.

$$t_{\text{II}} = t_{\text{ПРЕД}} + \Delta t; \quad (154)$$

$$t_{\text{II}} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}.$$

9.3.2 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (155)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 253,4 = 280,1 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{280,1}{160} \cdot \sqrt{3} = 3,03 \text{ A};$$

На стороне НН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2545 = 2812 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{2812}{800} = 3,51 \text{ A};$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени:

$$t_{III} = 10 \text{ с};$$

9.4 Автоматика

В рамках данной ВКР рассматриваются следующие типы системной автоматики, такие как АПВ, АВР.

Устройства АПВ предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей путем включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты, предусматривается они на следующих элементах реконструируемой сети:

- на СТ устанавливаемых на ПС Раффлс – трехфазное АПВ с запретом срабатывания при отключении СТ газовой защитой или дифференциальной защитой;

- на ВЛ Владивосток–ПП – трехфазное АПВ однократного действия;

АПВ на КЛ 220 кВ ПС Звезда – ПП и ПП – ПС Раффлс не предусматриваются, так как на кабельных линиях при повреждении в отличие от воздушных не происходит восстановления изоляции фаз и неуспешное АПВ может привести к еще большим повреждениям.

Устройства АВР предусматриваются для быстрого резервирования электроснабжения потребителей, источник питания которых по какой-либо причине отключился. Также устройство АВР предусматривается для установки на секционный выключатель ОРУ 220 кВ ПС Раффлс.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, которая связана с работой силовых трансформаторов 220 кВ ПС Раффлс;
- возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе эксплуатации электрооборудования.

В данном разделе рассматриваются вопросы безопасности работников, экологичности проекта и пожарной безопасности.

В подразделе безопасность рассмотрены требования, предъявляемые к работникам при монтаже и эксплуатации объектов строительства и реконструкции. В подразделе экологичность описаны факторы воздействия проектируемого оборудования на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека. В подразделе чрезвычайные ситуации рассмотрена наиболее вероятная и опасная для данного судостроительного комплекса ЧС, а именно пожар, на проектируемой подстанции был произведен расчёт маслоприемника под трансформатор.

10.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок:

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [22]:

- вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

- единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

- отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

10.1.1 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

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

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

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

- работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [22].

10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [22]:

- работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

- работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [22].

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

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [22].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

10.2 Экологичность

Так как в данной работе рассматривается проектирование ПС 220 кВ Раффлс, которая находится в непосредственной близости от объектов, на которых работают и проживают люди, рассмотрим шумовое загрязнение окружающей среды от работы трансформаторов.

При строительстве объекта инженеру необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, а также законодательством, разработанным по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [32].

Обмотка является одним из источников шума трансформаторов. Ее проводники вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления. Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно-технологических факторов.

На подстанции установлены трансформаторы ТДН-25000/220-У1 (2 шт.).

В таблице 52 приведены исходные данные для расчета.

Таблица 52 - Исходные данные

Характеристика	Исходные данные
Количество трансформаторов, N	2
Вид системы охлаждения	система охлаждения вида Д
Типовая мощность трансформатора, МВ*А	25
Класс напряжения, кВ	220
Тип территории	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц

Согласно постановления «СанПиН 1.2.3685-21 – Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [36], определим допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, которая прилегающей к ПС. Для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территории, непосредственно прилегающей к зданиям гостиниц и общежитий: 50 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [6]. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет 94 дБа ($S_{ном} = 25$ МВА, $U_{ном} = 220$ кВ)

Если источник шумового загрязнения имеет показатель направленности равный 1 и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 17).

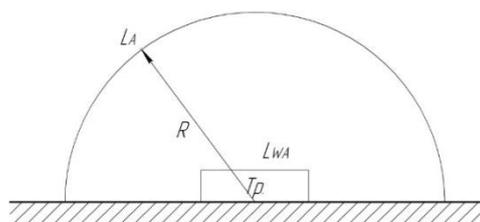


Рисунок 17 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с [36] справедливо соотношение (156):

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (156)$$

где S - площадь поверхности полусферы, принимаем 1 м^2 .

Тогда уровень шума можно определить по формуле (74):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (157)$$

где $S = \pi R^2$. (158)

ПС Раффлс находится в городе Большой камень Приморского края, в соответствии с картой расположена относительно рассматриваемой территории согласно со схемой, приведенной на рисунке 10. Ближайшее к ПС здание – находящееся на этапе строительства здание гостиницы, сауна «FULL HOUSE». Расстояния R_1 и R_2 в соответствии с картой равны 150 и 153 м соответственно, а l - известно (из проекта).

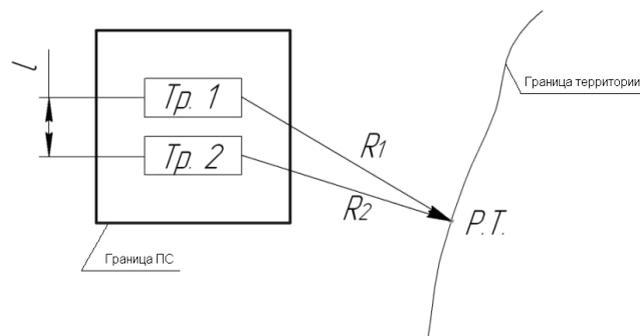


Рисунок 18 – Схема расположения ПС относительно ближайшей застройки

Рассчитаем уровень шума, создаваемый трансформаторами во время работы по формуле (159):

$$L_{AT} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R^2}{S_0}, \quad (159)$$

где R – расстояние от трансформатора до жилой застройки.

Для первого трансформатора, дБ:

$$L_{AT1} = 94 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 150^2}{1}$$

$$L_{AT1} = 45,5 \text{ дБА}$$

Для второго трансформатора, дБ:

$$L_{AT2} = 94 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 153^2}{1}$$

$$L_{AT2} = 45,3 \text{ дБА}$$

Определим суммарный уровень шума в расчетной точке по формуле (78):

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot L_{PA}} \text{ дБА.} \quad (160)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 45,5} + 10^{0,1 \cdot 45,3});$$

$$L_{A\Sigma} = 48,41 \text{ дБА.}$$

Для соблюдения санитарно-гигиенических требований создаваемого

установленными трансформаторами требуется соответствие полученных результатов неравенству:

$$L_{A\Sigma} \leq DU_{L_A}. \quad (161)$$

$$48,41 \leq 50.$$

Вывод: уровень шума, создаваемого трансформаторами, установка которых проектируется на ПС Раффлс, не превышает допустимый уровень звука на территориях, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [19]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [19]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Одной из возможных чрезвычайных ситуаций может быть пожар, который для судостроительного комплекса является опасным явлением, которое может повлечь за собой смерти людей и большие убытки.

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров на электроустановках являются:

- короткие замыкания;
- перегрузка электропроводок и оборудования;

- нагрев контактных соединений из-за высокого переходного сопротивления, обусловленного износом соединения;
- возникновение электрической дуги в месте повреждения изоляции;
- искрение в местах контактных соединений;

Электрооборудование, расположенное во взрыво- или пожароопасных зонах должно быть выбрано в соответствии с требованиями, приведенными в главах 7.3 и 7.4 ПУЭ [15].

Для локализации пожара на данной ПС для установленных трансформаторов ТДН-25000/220 требуется выполнить маслоприемник, исходные данные для расчета приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Исходные данные для расчета маслоприемника

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
ТДН-25000/220	25000	7350	3500	8400

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в пункте 4.2.69 ПУЭ [15]:

- Так как масса трансформаторного масла у данной марки равна 25 тоннам, то габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на $\Delta=1,5$ м;
- Маслоприемник с массой масла выше 20 тонн должен выполняться с отводом масла;
- Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.
- Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

- Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 3.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться: с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений). Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов следует предусматривать установку огнепреградителей;

- Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

- Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, ре-

акторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждений маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.[32]

Примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Далее определяются габариты маслоприемника по следующим формулам:

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (162)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (163)$$

где A_T – длина трансформатора, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

$$A_{МП} = 7,35 + 2 \cdot 1,5 = 10,35 \text{ м};$$

$$B_{МП} = 3,5 + 2 \cdot 1,5 = 6,5 \text{ м}.$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}; \quad (164)$$

$$S_{МП} = 10,35 \cdot 6,5 = 67,275 \text{ м}^2.$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}; \quad (165)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{TM} = 880$ кг/м³).

$$V_{TM} = \frac{25000}{880} = 28,4 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}; \quad (166)$$

где h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 75 мм);

$h_{ГР}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

$$h_{МП} = \frac{28,4}{67,275} + 75 \cdot 10^{-3} + 0,25 = 0,747 \text{ м};$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{МС} \geq V_{TM} + V_{ВОДЫ}; \quad (167)$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}); \quad (168)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²); ($I = 0,2$ л/(с·м²)).

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T); \quad (169)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 8,4 \cdot (7,35 + 3,5) = 182,28 \text{ м}^2;$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,275 + 182,28) = 71871,84 \text{ л} = 71,872 \text{ м}^3;$$

$$V_{МС} \geq 28,4 + 71,872 = 100,27 \text{ м}^3;$$

В качестве маслосборника можно использовать стандартные емкости. При этом в грунте верхний уровень маслосборника должен располагаться ниже дна маслоприемника с отводом масла. Это обеспечит стекание трансформаторного масла и воды, используемой при пожаре, из маслоприемника с отводом масла в маслосборник за счет сил тяжести.

В итоге для трансформатора ТДН-25000/220 с массой трансформаторного масла равной 25000 кг, габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина – 10,35 м; ширина – 6,5; высота – 0,747 м, объем маслосборника должен быть выше 100,27 м³.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены задачи, поставленные в начале работы, в результате чего был определен оптимальный вариант реконструкции электрических сетей 110-220 кВ для подключения нагрузок СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда» при росте нагрузок с учетом требований экономичности и надежности.

Был произведен расчет токов короткого замыкания на шинах ВН и НН ПС Раффлс, с последующим выбором и проверкой оборудования устанавливаемого на проектируемой подстанции.

Используя систему автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, с учетом выбранного оборудования был построен план разрез подстанции Раффлс, разработано и спроектировано защитное заземление и молниезащита с указанием зон молниезащиты на плане подстанции. По результатам проверки надежности молниезащиты можно сделать вывод, что она обеспечивает требуемый уровень надежности.

Были выбраны уставки основных и резервных защит силового трансформатора, установленного на ПС Раффлс.

По результатам расчета максимальных и послеаварийных режимов можно сделать вывод, что длительно допустимая токовая загрузка силовых трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередач находится в допустимых пределах. Напряжения в центрах питания потребителей СК «Звезда» и ДВЗ «Звезда», не отклоняются от нормативных значений.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные требования при монтажных и строительных работах, а также для выполнения требований по пожарной безопасности, в разделе экологичность проекта был произведен расчет уровня шума, создаваемого трансформаторами на проектируемой ПС Раффлс, а также был рассчитан маслоприемник силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита/ В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 4 Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г.
- 5 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 1999-01-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.
- 6 ГОСТ 32144-2013. Издания. Шум. Трансформаторы маслянные. Нормы и методы контроля. – введ. 1998-08-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1998. – 28 с.
- 7 ГОСТ 2.1.024-87. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – введ. 2014-07-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации и метрологии; М. : Изд-во стандартов, 2004. – 64 с.
- 8 ГОСТ Р 58670-2019. Издания. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем; введ. 2020-01-01. – Москва : федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2019. – 34 с.

9 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С. А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

10 Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

11 Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 240 с.

12 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

13 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.

14 Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-056-2015, НТЦ Мехатроника, 2015 г.

15 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

16 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

17 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2021 г. №61990

18 Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотранс-

форматоров, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» // Зарегистрирован в Минюсте России 28 марта 2021 г. №54199

19 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

20 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с

21 РД 153-34.20.118-2003 Методические указания по проектированию развития энергосистем / РАО «ЕЭС России». – 1-ое издание. – Москва: ЦИУС ЕЭС, 2003 год, 72 с.

22 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», // Зарегистрирован в Минюсте России 1 мая 2002 г. №53126

23 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

24 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

25 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

26 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания / Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск. : АмГУ, 2015. – 32 с.

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

28 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

30 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей. Методические указания – Красноярск. : КГТУ, 2003. – 49 с.

31 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

32 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

33 Электронный ресурс. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Судостроительный_комплекс_«Звезда»– 28.05.2021.

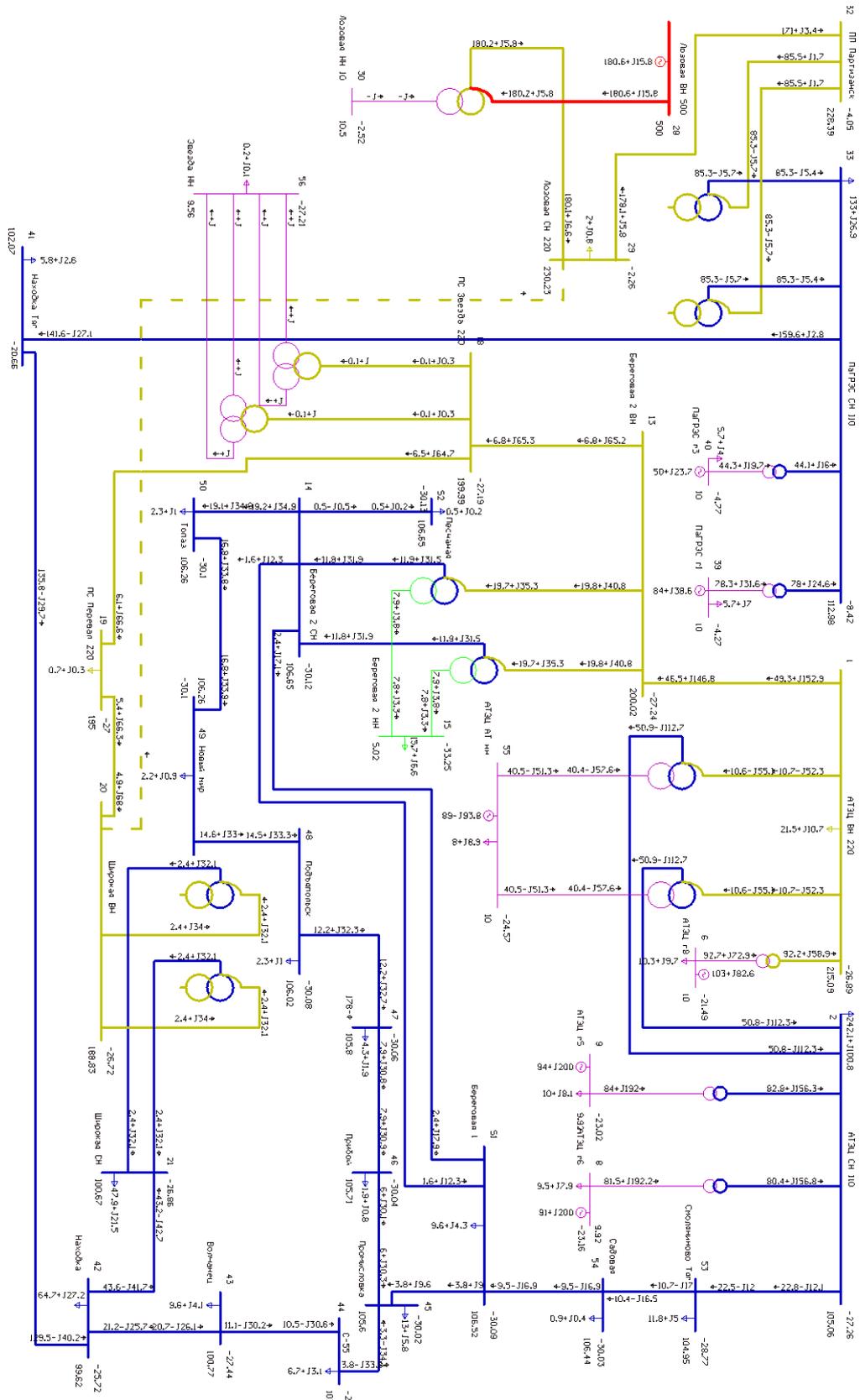
34 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции>– 28.05.2021.

35 Электронный ресурс. – Режим доступа: https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/06/04/Кабели%20на%20напряжение%20110-220%20кВ_ГК%20Севкабель.pdf– 08.06.2021.

36 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://education.bashkortostan.ru/documents/active/352744/#:~:text=СанПин%201.2.368521%20«Гигиенические%20нормативы%20исреды%20обитания».%,2028%20января202021> – 12.06.2021.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПВК RastrWin 3

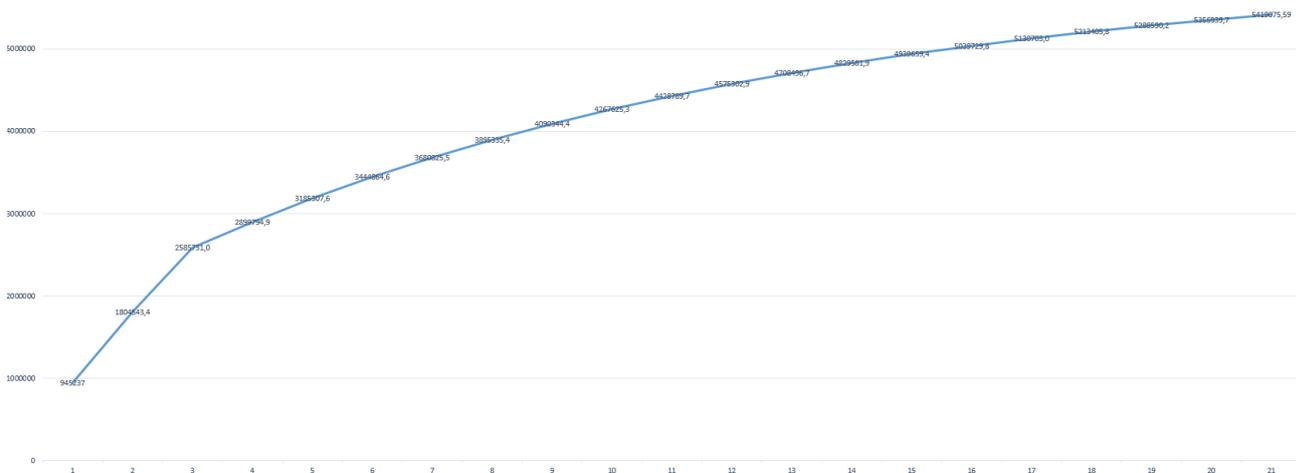


ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчет чистых дисконтированных затрат для выбора оптимального варианта подключения проектируемой ПС

Данные для расчета					Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		
Тсл.пс	20	Норма отчислений	ПС	0,059	К лэп	1239524	К лэп	1685490	К лэп	1432984	
Тсл.вл	15	Норма отчислений	ВЛ	0,025	К тр	896672	К тр	896672	К тр	896672	
Тсл.кл	30	Норма отчислений	КЛ	0,008	К ру	42506	К ру	42506	К ру	42506	
Лэп (1)	46	Потери по варианту 1			58,87	К пост	657009	К пост	52813	К пост	667516
Лэп (2)	65	Потери по варианту 2			59,14	К ПС	1596187	К ПС	991991	К ПС	1696035
Лэп (3)	46	Потери по варианту 3			58,84	И ам	146007	И ам	140940	И ам	157448
Лкл (1)	2,1	Стоимость потерь			2,71	И экс	112474	И экс	82734,5	И экс	123202
Лкл (2)	5	Кку	0	Ен.д.	0,1	И потерь	159538	И потерь	160269	И потерь	159456
Лкл (3)	2,5	Кр	1,15	Кинф	5,91	И сумм	418019	И сумм	383176	И сумм	440106

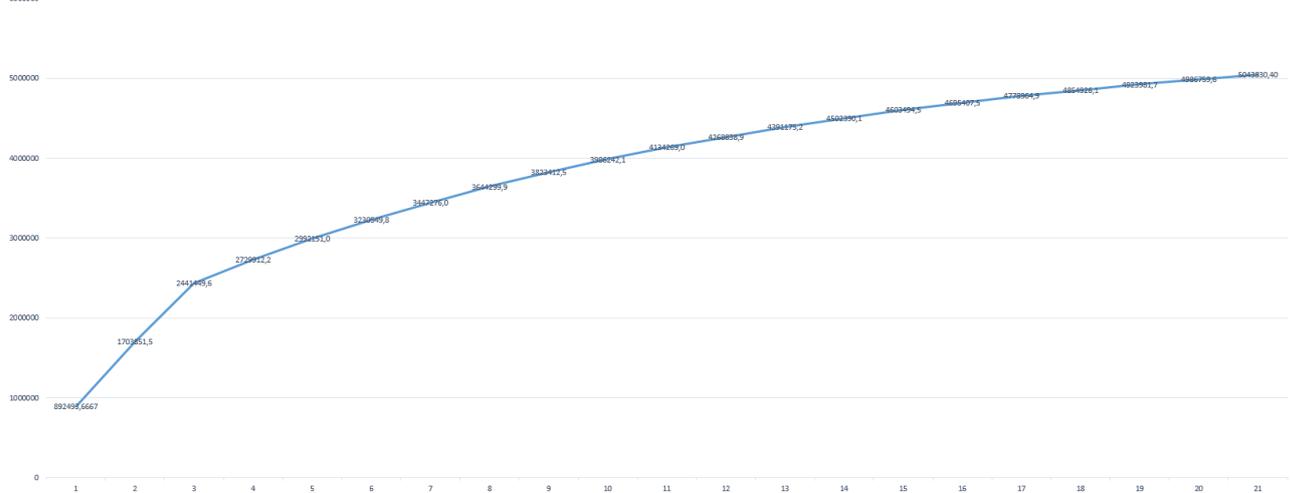
Вариант №1																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб		Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб			Капитальные вложения в РУ, тыс.руб		Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб		Капитальные вложения в КУ, тыс.руб		Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб		Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
0		1239524			42506		896672		0		657009		1596187			146007,35		112474,061		159537,7	
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коэф. диск-ия	1	0,909091	0,82644628	0,7513148	0,68301346	0,62092132	0,56447393	0,513158	0,4665074	0,4240976	0,3855433	0,3504939	0,3186308	0,2896644	0,263331	0,239392	0,2176291	0,1978447	0,1798588	0,163508	0,148644
Капитальные вложения, тыс.руб	945237	945237	945237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	418019,111	418019,111	418019,111	418019,111	418019,1	418019,1	418019,11	418019,11	418019,111	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11	418019,11
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	945237	859306,4	781187,603	314063,945	285512,677	259556,979	239960,89	214509,9	195009	177280,91	161164,46	146513,148	133193,77	121085,25	110077,5	100070,45	90973,138	82702,853	75184,411	68349,465	62135,88
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	945237	1804543,4	2585731,0	2899794,9	3185307,6	3444864,6	3680825,5	3895335,4	4090344,4	4267625,3	4428789,7	4575302,9	4708496,7	4829581,9	4939659,4	5039729,8	5130703,0	5213405,8	5288590,2	5356939,7	#####



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Расчет чистых дисконтированных затрат для выбора оптимального варианта подключения проектируемой ПС

Вариант №2																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб	Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб			Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб			Капитальные вложения в КУ, тыс.руб			Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
0	1685490			42506			896672			0			52813			991991		140939,8167		82734,513	160269,4
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коеф. диск-ия	1	0,9090909	0,8264463	0,751314801	0,6830135	0,62092132	0,56447393	0,5131581	0,46650738	0,4240976	0,3855433	0,3504939	0,3186308	0,2896644	0,263331	0,23939205	0,2176291	0,1978447	0,1798588	0,163508	0,1486436
Капитальные вложения, тыс.руб	892493,667	892493,67	892493,67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	383943,7297	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73	383943,73
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	892493,667	811357,88	737598,07	288462,6068	262238,73	238398,849	216726,226	197023,84	179112,583	162829,62	148026,93	134569,93	122336,3	111214,82	101104,4	91913,0763	83557,342	75961,22	69055,655	62777,868	57070,789
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	892493,667	1703851,5	2441449,6	2729912,2	2992151,0	3230549,8	3447276,0	3644299,9	3823412,5	3986242,1	4134269,0	4268838,9	4391175,2	4502390,1	4603494,5	4695407,5	4778964,9	4854926,1	4923981,7	4986759,6	5043830,40



Вариант №3																					
Затраты на демонтаж оборудования, тыс.руб	Капитальные вложения на строительство ЛЭП, тыс.руб			Капитальные вложения в тр-ры, тыс.руб			Капитальные вложения в КУ, тыс.руб			Постоянная часть затрат на строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб		Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб		Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб	
0	1432984			42506			986013			0			667516			1696035		157448,4167		123201,593	159456,4
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коеф. диск-ия	1	0,909091	0,82644628	0,7513148	0,68301346	0,62092132	0,56447393	0,513158	0,4665074	0,4240976	0,3855433	0,3504939	0,3186308	0,2896644	0,263331	0,239392	0,2176291	0,1978447	0,1798588	0,163508	0,148644
Капитальные вложения, тыс.руб	1043006,333	1043006	1043006,33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41	440106,41
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	1043006,333	948187,6	861988,705	330658,46	300598,6	273271,454	248428,595	225844,2	205312,89	186648,08	169680,07	154254,612	140231,47	127483,15	115893,8	105357,98	95779,978	87072,707	79157,006	71960,915	65419,01
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	1043006,333	1991193,9	2853182,6	3183841,1	3484439,7	3757711,1	4006139,7	4231983,9	4437296,8	4623944,9	4793624,9	4947879,6	5088111,0	5215594,2	5331487,9	5436845,9	5532625,9	5619698,6	5698855,6	5770816,5	*****

