

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 открытого распределительного устройства напряжением 500 кВ Приморской ГРЭС в связи с заменой устаревшего оборудования

Исполнитель
студент группы 742 об1

(подпись, дата)

Е.Н.Землянухин

Руководитель
доцент

(подпись, дата)

А.Г.Ротачева

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 Землянухина Егора Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция открытого распределительного устройства напряжением 500 кВ Приморской ГРЭС в связи с заменой устаревшего оборудования

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по производственной и преддипломной практике, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Описание района расположения реконструируемой подстанции, описание действующего оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор нового силового оборудования и его проверка, расчет уставок релейной защиты автотрансформатора, разработка молниезащиты и заземления ОРУ 500 кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей, 47 таблиц, 24 рисунка

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 24 рисунка, 47 таблиц, 30 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА,
ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР
СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции подстанции номинальным напряжением 500 кВ «Приморская ГРЭС».

Цель работы – предложить варианты по реконструкции, проанализировать существующее оборудование и выявить его слабые стороны, обосновать реконструкцию. Для выбора электрических аппаратов, монтаж которых будет осуществляться при реконструкции, был сделан подробный расчет токов КЗ с учетом подпитки от всех синхронных генераторов и РУ других классов напряжений.

Помимо расчета токов КЗ, в качестве основных этапов можно выделить расчет молниезащиты РУ, его грозоупорности и молниезащиты.

Окончательным этапом рассматривается безопасность при выполнении работ, связанных с реконструкцией, а также экологичность и безопасность нового оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района электрической подстанции	10
1.1 Климатические и географические характеристики	10
1.2 Характеристика электрической сети района проектирования	12
1.3 Описание Приморской ГРЭС и существующего оборудования	17
2 Обоснование реконструкции оруд 500 кВ приморской ГРЭС	23
2.1 Характеристика ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС	23
2.2 Описание существующего оборудования на Приморской ГРЭС	25
2.3 Необходимость замены порталов ошиновки	27
2.4 Необходимость изменения принципиальной схемы ОРУ	29
3 Расчет токов короткого замыкания	30
3.1 Общие требования по расчету токов КЗ	30
3.2 Расчет тока КЗ ОРУ 110 кВ	30
3.3 Расчет тока КЗ ОРУ 220 кВ	42
3.4 Расчет тока КЗ ОРУ 500 кВ	54
4 Выбор электрических аппаратов	63
4.1 Фактическое состояние электрических аппаратов на ОРУ 500 кВ	63
4.2 Выбор новых электрических аппаратов	67
4.2.1 Выбор выключателя	67
4.2.2 Выбор разъединителей	69
4.2.3 Выбор трансформатора тока	70
4.2.4 Выбор трансформатора напряжения	75
4.2.5 Выбор гибких шин и токопроводов	76
4.2.6 Выбор ОПН	79
5 Заземление и молниезащита подстанции	82
5.1 Заземление подстанции	82

5.2 Молниезащита ОРУ	92
6 Релейная защита и автоматика	96
6.1 Действующие устаревшие защиты на ОРУ 500 кВ	96
6.1.1 ВЛ Приморская ГРЭС – Дальневосточная	96
6.1.2 ВЛ Приморская ГРЭС – Чугуевка 2	96
6.1.3 ВЛ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	97
6.1.4 Защита шин 500 кВ	97
6.2 Основные типы защит трансформатора	98
6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала «Бреслер 2704»	99
6.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на базе терминала «Бреслер 2704»	100
6.5 Выбор уставок МТЗ	104
6.6 Действующая система автоматизированного управления и сбора информации (АСУ ТП, ССПИ) на Приморской ГРЭС	106
6.7 Противоаварийная автоматика (ПА, РАС)	107
7 Оценка экономической эффективности	109
7.1 Расчет капиталовложений при реконструкции подстанции	109
7.2 Определение суммарных потерь в автотрансформаторах за исключением выведенного из работы	110
7.3 Расчет издержек	110
7.4 Определение срока окупаемости	112
8 Безопасность и экологичность при реконструкции ПС 500 кВ Приморская ГРЭС	115
8.1 Безопасность	115
8.2 Экологичность	118
8.3 Чрезвычайные ситуации	119
Заключение	126
Библиографический список	127

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АТ – автотрансформатор;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита
- РУ – распределительное устройство;
- СГ – синхронный генератор;
- СД – синхронный двигатель;
- СН – собственные нужды;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТБ – техника безопасности;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.

ВВЕДЕНИЕ

Основными задачами при реконструкции является анализ существующего объекта, на котором будет происходить реконструкция, с дальнейшими выводами относительно ее целесообразности и собственно выбора новых аппаратов.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция открытого распределительного устройства номинальным напряжением 500 кВ на Приморской ГРЭС – одним из самых мощных генерирующих объектов в Приморском крае.

Актуальность данной работы заключается в том, что ОРУ 500 кВ возводилось в 70-е года прошлого века, и дата изготовления электрических аппаратов находится в пределах 1981-1983 годов. На РУ уже происходила реконструкция, однако она была частичной, и не затрагивала большую часть ячеек, в том числе ячеек №1-5. В результате этого, на данных ячейках в эксплуатации находится оборудование, срок службы которого уже закончился, а время в работе составляет около 40 лет. учитывая данный факт, можно сказать, что при возникновении аварии на ОРУ 500 кВ силовое оборудование может не справиться со своими прямыми обязанностями, и привести к более негативным последствиям, чем если бы электрические аппараты были новые и современные. Учитывая характер объекта, от которого ПС и выдает в сеть мощность, вопрос надежности является первостепенным, поэтому оборудование требуется заменить.

Немаловажным фактором являются те потери, которые понесет Приморская ГРЭС при отключении линии 500 кВ. Суммарная установленная генерируемая мощность, выдаваемая в сеть по линиям 500 кВ, составляет 400 МВт. Это больше, чем установленная мощность недавно сданной в эксплуатацию Нижне-бурейской ГЭС.

При реконструкции в реальных условиях требуется выполнить предпроектное обследование РУ, чтобы выявить видимые дефекты

электрических аппаратов, сделать вывод о целесообразности замены этого оборудования, а также формирование представления о габаритах.

Целью данной выпускной квалификационной работы является пересчет токов КЗ на шинах ОРУ 500 кВ с целью максимально точного выбора электрических аппаратов, а затем выбор этих самых аппаратов.

В данной выпускной квалификационной работе была приведена краткая характеристика района проектирования, охарактеризована Приморская ГРЭС в целом. Был дан анализ оборудованию, которое находится в эксплуатации, рассчитаны токи короткого замыкания в максимальном режиме для каждого из распределительных устройств. Был произведен расчет защитного заземления и молниезащиты реконструируемого ОРУ. Описано конструктивное исполнение существующих порталов на ОРУ 500 кВ, выполнен анализ по необходимости их замены. Затем, был произведен анализ и выполнено описание того оборудование, которое нуждается в замене по ряду соответствующих критериев:

Исчерпало свой нормативный срок своей службы;

Является технически не актуальным, т.е., используются старые технологии;

Состояние конструкций позволяет сделать вывод о том, что требуется их замена;

Изношенное визуальное состояние, сколы и дыры;

Несоответствие измерительного оборудования тем классам точности, которые диктуют современные требования;

Был выполнен расчет релейной защиты для силового автотрансформатора, который питает ячейки, в которых будет производиться реконструкция.

После формирования заключения о конкретном оборудовании, которое заменит устаревшее, была произведена проверка каждого из них по термической и динамической стойкости.

Итогом выпускной квалификационной работы будет являться полный выбор всех электрических аппаратов, формирование вывода о их селективности, а также о их экологичности и безопасности эксплуатации.

Исходными данными для выполнения ВКР являются карта-схема развития электрических сетей напряжением выше 35 кВ Приморского края, результаты расчета токов КЗ , выполненные ПАО «ФСК ЕЭС» , схема и программа развития Приморского края до 2025 года.

Данная работа своими задачами позволяет закрепить студенту инженерного направления знания, полученные за время обучения, которые будут необходимы в дальнейшем в процессе трудовой деятельности.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие программно вычислительные комплексы: «MathCad-14» и пакет программ «Microsoft Office - 2020».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Климатические и географические характеристики

Реконструируемая подстанция находится в Приморском крае – субъекте Российской Федерации, расположенном на Дальнем Востоке, в юго-восточной части на берегу Японского моря. Необходимый нам Пожарский район выделен на рисунке 1. Помимо материковой части, в состав края входят многочисленные острова: Римского-Корсакова, Русский, Аскольд, Попова и другие. Вблизи притока Самарги реки Дагды находится самая северная точка субъекта, самая южная – в устье реки Туманная, расстояние между двумя точками по меридиану составляет 900 км. Приморье граничит с одним субъектом РФ и с двумя иностранными государствами: с Хабаровским краем на севере края, с КНР на западе и на юго-западе с КНДР.

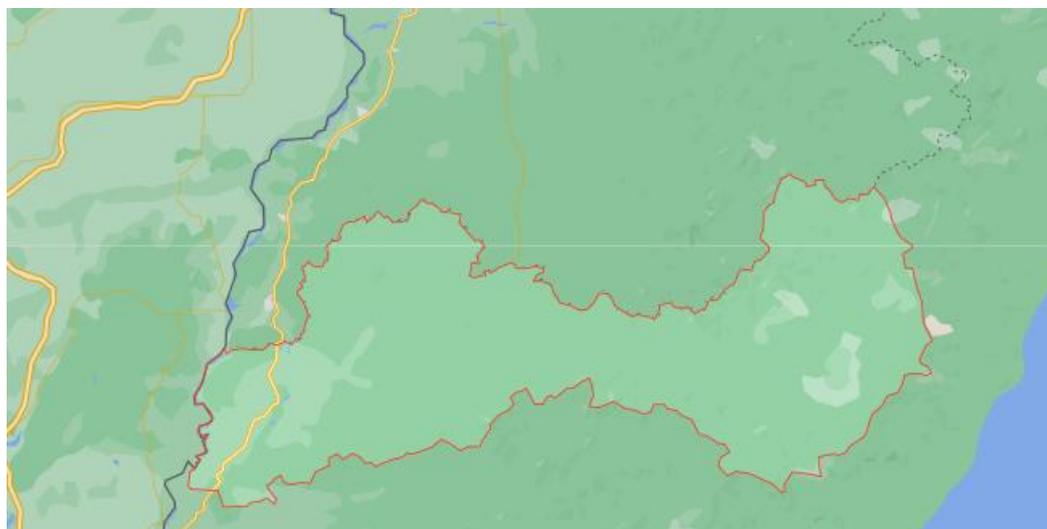


Рисунок 1 – Пожарский район Приморского края

Центральную часть занимают горы Сихоте-Алинь, которые являются водоразделом рек бассейна Амура на западе и рек Японского моря на востоке, составляют 70% территории субъекта. Климат Приморского края умеренный муссонный, с теплым и влажным летом, продолжительной весной и сухой

зимой. Основная особенность климата — это высокая влажность и преобладание осадков в летние месяцы за счет прихода в край тропических циклонов и воздушных масс с Тихого океана. Средняя температура колеблется в зависимости от географического положения – от $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в северной части до $+7\text{ }^{\circ}\text{C}$ в Находке. Абсолютный максимум температуры был зарегистрирован в Пограничном районе и составил $41\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум – $48,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, и был связан с температурной инверсией. Влажность в регионе значительно различается в зависимости от высоты над уровнем моря: так, например, в зимние месяцы влажность на побережье значительно ниже, чем в глубине территории, летом же наблюдается обратная картина. Средняя скорость ветра по краю составляет около 4-5 м/с, в отдельных районах – до 10 м/с, ветровой район проектируемого участка III (рисунок 2).



Рисунок 2 – Районирование территории Приморского края по давлению ветра

Нормативная глубина промерзания грунта в Пожарском районе – 169 см. Согласно СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* нормативный скоростной напор ветра для III ветрового района составляет 380 кПа. Расчетная сейсмическая интенсивность для степени сейсмической опасности В (5%) по СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*» оставляет 7 баллов. Все климатические и географические характеристики для удобства сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – климатические и географические характеристики Приморского края

Показатель	значение
Район по ветровому давлению	III
Район по гололеду	III
Среднегодовая температура, °С	-1
Толщина стенки гололеда, мм	13
Среднегодовая температура июля, °С	18
Среднегодовая температура января, °С	-19
Самый теплый месяц	Июль
Наибольшая среднегодовая скорость ветра, м/с	6

1.2 Характеристика электрической сети района проектирования

Энергетика – это сфера экономики, которая обеспечивает производство, сбыт и транспортировку электрической и тепловой энергии. Энергосистема Приморского края входит в ОЭС Востока в операционной зоне Приморского РДУ. Система имеет связь с ЕЭС России по одной линии напряжением 500 кВ, трем линиям 220 кВ и одной 110 кВ. Тепловые электростанции играют важную

роль в энергосистеме и обеспечивают потребности региона в электрической и тепловой энергии. Порядка 28 % ЭЭ приходится на потребителей 2 и 3 категории – население и промышленные предприятия. Динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет составила + 6,4 %. Ниже приведен перечень электростанций с мощностью свыше 5 МВт (таблица 2).

Таблица 2 – Генерация в Приморском крае

Наименование	Вид топлива	Месторасположение	Год ввода
Владивостокская ТЭЦ-2	Нефтетопливо, газ, уголь	Г. Владивосток	1969
Артемовская ТЭЦ	Нефтетопливо, уголь	Г. Артем	1936
Партизанская ГРЭС	Нефтетопливо, уголь	Г. Партизанск	1954
Приморская ГРЭС	Нефтетопливо, уголь	Г. Лучегорск	1974
Мини-ТЭЦ «Северная»	газ	Г. Владивосток	2012
Мини-ТЭЦ «Центральная»	газ	Г. Владивосток	2012
Мини-ТЭЦ «Океанариум»	газ	Г. Владивосток	2014
Восточная ТЭЦ	газ	Г. Владивосток	2018

Как видно из таблицы, вся выработка ЭЭ приходится на тепловые электростанции, и на 2019 год составила 11323,3 млн.кВт.ч., другие виды электростанций не представлены. 99,9% всей выработки приходится на электростанции генерирующих компаний, электростанции промышленных предприятий отсутствуют. По состоянию на 2021 год, максимум потребления превышает нагрузку электростанций, то есть Приморский край является

энергодефицитным районом. Дефицит компенсируется за счет перетока мощности из соседней энергосистемы Хабаровского края. Фактические балансы электроэнергии за временной промежуток в 4 года представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Балансы электрической энергии Приморского края за 4 года

Показатель баланса ЭЭ	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Фактическое потребление, млн.кВт·ч	13108,6	13124,0	13393,5	13345,5
Динамика потребления ЭЭ к прошлому году, %	2,6	0,1	2,1	-0,4
Фактическое производство ЭЭ, млн.кВт·ч	9950,0	10621,9	10923,5	11323,2
Динамика производства ЭЭ к прошлому году, %	-13,5	6,8	2,8	3,7

За последние года рост потребления электроэнергии особенно активно наблюдался в городе Владивосток и центральных электрических сетей, динамика приведена на рисунке 3.

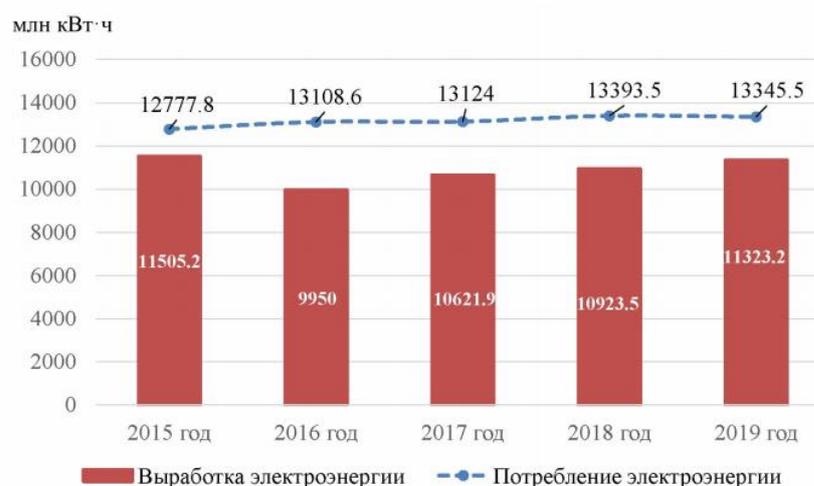


Рисунок 3 – Динамика потребления и выработки ЭЭ в Приморском крае

Основными потребителями электроэнергии являются: Промышленные производства, рудники, элементы водоснабжения и водоотведения, население (31%). Потребность мощности почти целиком покрывается за счет тепловых электростанций юга края: Партизанская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ. В энергосистеме Приморского края можно выделить четыре энергорайона:

Энергорайон № 1 – энергосистема Приморского края, географически расположенная южнее Приморской ГРЭС. Энергоснабжение района осуществляется по пяти линиям электропередач (таблица 4).

Таблица 4 – Линии электропередач, по которым осуществляется электроснабжение энергорайона №1

Класс напряжения	Наименование линии
500 кВ	Приморская ГРЭС – Чугуевка-2
	Приморская ГРЭС - Дальневосточная
	Приморская ГРЭС – НПС -38
220 кВ	Приморская ГРЭС – Губерево/т
	Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман

Основная часть территории субъекта находится за пределами Приморской ГРЭС: часть потребителей получают питание за счет перетока мощности из ОЭС Востока, по контролируемому сечению «Приморская ГРЭС-Юг Приморского края», часть за счет собственной генерации. Среди крупных потребителей этого района можно выделить: АО «ГМК Дальполиметалл», АО «ДГК», КГУП «Примводоканал», АО «Спасскцемент», ОАО «РЖД», ООО «Транснефтьэнерго», КГУП «Примтеплоэнерго». Однако доля промышленной нагрузки в регионе составляет 20-25%, прочая же часть – города, села, крупные рабочие поселки и иные потребители III категории.

Энергорайон № 2 – состоит из трех объектов местного электрохозяйства: Артемовская ТЭЦ, ПС 110 кВ ХФЗ, ПС 220 кВ Уссурийск-2. Электроснабжение района осуществляется по следующим линиям:

Таблица 5 – Линии электропередач, по которым осуществляется электроснабжение энергорайона №2

Класс напряжения	Наименование линии
110 кВ	Уссурийск-2 – Междуречье
	Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т
	Партизанская ГРЭС – ХФЗ №1
	Партизанская ГРЭС – ХФЗ №2
	Промышленная – Полевая
	Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1
	Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2
	Артемовская ТЭЦ – Шахта-7
	Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1

В районе также преобладает коммунально-бытовая нагрузка, к потребителям I категории относится только одно предприятие - КГУП «Приморский водоканал». В этом энергорайоне находится наибольшее число тяговых подстанций ОАО «РЖД» в количестве пяти. Среди основных потребителей можно выделить следующие предприятия: ОАО «Завод ЖБИ-3», ООО «Дальневосточная птица», ООО «Артем Древ», ООО «Автобан».

Энергорайон № 3 – состоит из двух тепловых электростанций: Партизанская ГРЭС и Артемовская ТЭЦ. Электроснабжение района осуществляется по следующим линиям:

Таблица 6 – Линии электропередач, по которым осуществляется электроснабжение энергорайона №3

Класс напряжения	Наименование линии
220 кВ	Артемовская ТЭЦ – Береговая-2
	Лозовая – Широкая
110 кВ	Партизанская ГРЭС – Екатериновка
	Партизанская ГРЭС – Находка
	Артемовская ТЭЦ – Смоляниново

Энергорайон № 4 – энергорайон города Владивосток. Электроснабжение района осуществляется по следующим линиям:

Таблица 7 – Линии электропередач, по которым осуществляется электроснабжение энергорайона №4

Класс напряжения	Наименование линии
220 кВ	Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2
	Владивосток – Зеленый угол
	Владивосток – Волна
110 кВ	Артемовская ТЭЦ – Промузел
	Артемовская ТЭЦ – Муравейка

1.3 Описание Приморской ГРЭС и существующего оборудования

Приморская ГРЭС – одна из тепловых электростанций Приморского края, расположенная в городе Лучегорск Пожарского района по адресу Приморский край, промышленная зона Приморской ГРЭС, 152. Была введена

в эксплуатацию в 1974 году, на Дальнем Востоке России это самая мощная среди тепловых, и вторая по мощности электростанция в целом. Входит в группу «Суэк» и эксплуатируется ООО «Приморская ГРЭС». ГРЭС построена по блочной схеме и вырабатывает и электроэнергию, и тепло. Основное оборудование Приморской ГРЭС представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Основное оборудование Приморской ГРЭС

Наименование оборудования	название	Основные характеристики	Количество
1	2	3	4
Турбина	К-110-90-7	-	2
	Т-96/110-90		2
	К-210-130-3		4
	К-215-130-1		1
Котлоагрегат	БКЗ-220-100Ф	-	8
	БКЗ-670-140Ф		4
	БКЗ-670-140Ф		1
Турбогенератор	ТВФ-120-2	$S = 125 \text{ МВА}$ $P = 100 \text{ МВт}$ $\eta = 98,4\%$ $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ $n = 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$	4

1	2	3	4
	ТГВ-200- 2МУ-3	$S = 258,8 \text{ МВА}$ $P = 200 \text{ МВт}$ $\eta = 98,6\%$ $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ $n = 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$	4
	ТГВ-200- 2М	$S = 258,8 \text{ МВА}$ $P = 220 \text{ МВт}$ $\eta = 98,3\%$ $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$ $n = 3000 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$	1

В середине 70-х годов прошлого века началось строительство станции, ставшей первой Всесоюзной ударной стройкой на территории Приморского края. В отличие от большинства строек того времени, проектируемая территория не имела развитой инфраструктуры и жилых зон, поэтому было принято решение о строительстве собственного жилого поселка для обслуживающего персонала. Таким образом, на территории Пожарского района Приморского края была создана дирекция строящейся Приморской ГРЭС. Приморская ГРЭС имеет водохранилище на реке Контровод, которое используется как для собственных нужд электростанции, так и для снабжения питьевой водой города Лучегорск. 15 января 1974 года был пущен в работу первый энергоблок, второй, третий и четвертый – через год и два соответственно. На карте Приморская ГРЭС показана на рисунке 4. В свое время ввод станции в эксплуатацию стал очень важным событием в жизни региона и всего Дальневосточного округа. Помимо электрической энергии, станция вырабатывает тепло, которое идет на поселок городского типа Лучегорск и

помещения электростанции. Строительство станции было завершено в 1990 году, когда в эксплуатацию был сдан последний девятый энергоблок, таким образом электростанция вышла на полную установленную мощность 1485 МВт. Топливом для станции служит бурый уголь марки 1 БР, добываемый открытым способом из Бикинского буроугольного месторождения.

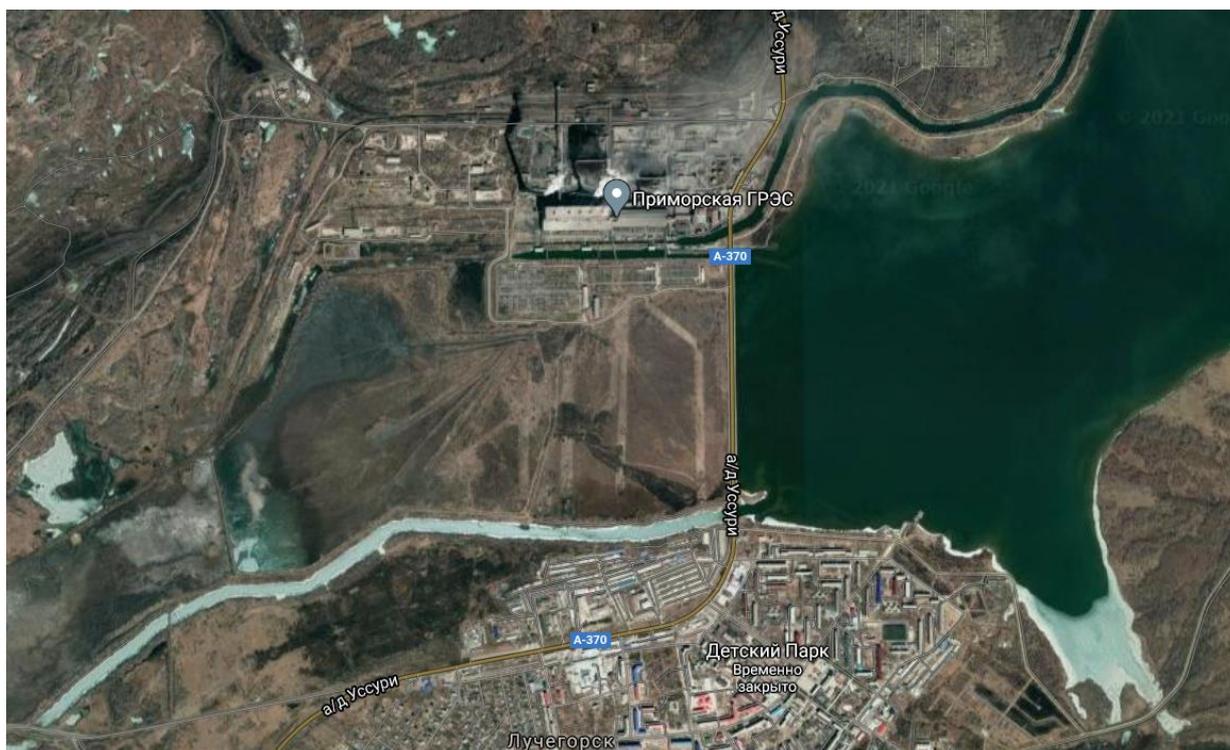


Рисунок 4 – Приморская ГРЭС на карте Пожарского района Приморского края

Приморская ГРЭС в своем составе имеет следующие цеха: электрический цех, цех гидротехнических сооружений, цех топливоподдачи, химический цех, цех тепловой автоматики и измерений, железнодорожный цех, цех подготовки и проведения ремонтов, , цех средств диспетчерского и технологического управления, котлотурбинный цех, цех наладки и испытаний теплового оборудования. Выдача электроэнергии с Приморской ГРЭС осуществляется по линиям трех классов напряжения, наименования линий указаны в таблице 9.

Таблица 9 – ЛЭП выдачи мощности от Приморской ГРЭС

Класс напряжения ЛЭП, кВ	Наименование
500	Приморская ГРЭС — ПС Хехцир-2
	Приморская ГРЭС — ПС Дальневосточная
	Приморская ГРЭС — ПС Чугуевка-2
220	Приморская ГРЭС — ПС Бикин- тяговая
	Приморская ГРЭС — ПС Розенгартовка-тяговая
	Приморская ГРЭС — ПС НПС-36
	Приморская ГРЭС — ПС НПС-38
	Приморская ГРЭС — ПС Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман
110	Приморская ГРЭС — ПС Разрез — ПС Надаровская — ПС Ласточка- тяговая
	Приморская ГРЭС — ПС Насосная — ПС Лучегорск (2 цепи)
	Приморская ГРЭС — ПС Разрез — ПС Надаровская — ПС Игнатьевка

На станции используется три дымовые трубы, одна из которых является самым высоким сооружением в регионе, и имеет высоту 330 м.

ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС выполнено по двум схемам: в ячейках № 6-12 по схеме №500-15 «Трансформаторы – шины с присоединением линий

через два выключателя», в ячейках № 1-5 – по схеме № 500-17 «Полуторная схема».

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ выполнено по типовой схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная система шин». Такое исполнение применяется преимущественно на напряжениях 110-220 кВ и является заменой схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» при повышенных требованиях к сохранению присоединений во время ремонтных работ, но при этом допускающих потерю напряжения во время оперативных переключений.

Открытое распределительное устройство напряжением 220 кВ выполнено по типовой схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная система шин». Такое исполнение применяется преимущественно на напряжениях 110-220 кВ и является заменой схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» при повышенных требованиях к сохранению присоединений во время ремонтных работ, но при этом допускающих потерю напряжения во время оперативных переключений.

2 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ОРУ 500 КВ ПРИМОРСКОЙ ГРЭС

2.1 Характеристика ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС

Действующее распределительное устройство 500 кВ расположено по адресу: Приморский край, промышленная зона Приморской ГРЭС, 152. Обслуживание подстанции организует ПАО «ФСК ЕЭС» - Приморское ПМЭС. Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1985, именно в этот год была включена в работу первая ЛЭП 500 кВ на Приморской ГРЭС под названием «Приморская ГРЭС – подстанция «Дальневосточная»». Большинство оборудования за время эксплуатации физически и морально устарело, фактически находятся на пределе своего срока работы. За все время в статусе действующей, реконструкция проводилась единожды, в 2004 году. Тогда были лишь частично заменены коммутационное, защитное и измерительное оборудование. ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС выполнено по двум разным схемам №500-15 «Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя», в ячейках № 1-5 – по схеме № 500-17 «Полуторная схема». На территории ОРУ расположено непосредственно само распределительное устройство, а также помещения установки баллонов высокого давления, здание проходной и очистные сооружения замасленных стоков. Схема ОРУ 500 кВ изображена на рисунке 5. Расстановка оборудования на плане ОРУ 500 кВ выполнена не по типовой компоновке с использованием нетиповых стальных порталов ошиновки с высотой подвеса проводов 24 и 34,5 метра на ячейковых порталах и 24 метра на шинных порталах. Шаг ячеек на плане ОРУ 500 кВ составляет 28 метров, расстояние между вертикальными стойками шинных порталов составляет 24 метра. Существующий план ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС приведен на рисунке 6.

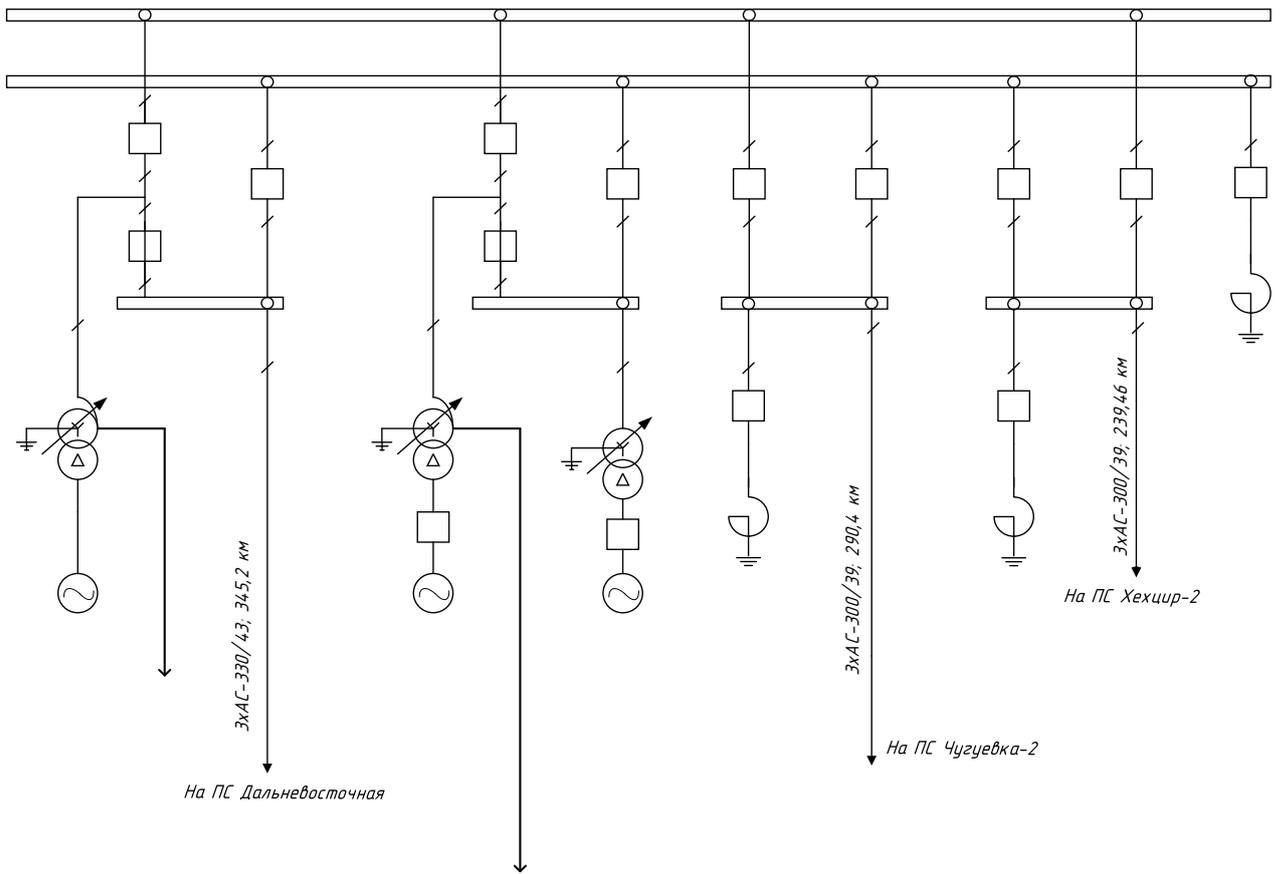


Рисунок 5 – Схема ОРУ 500 кВ

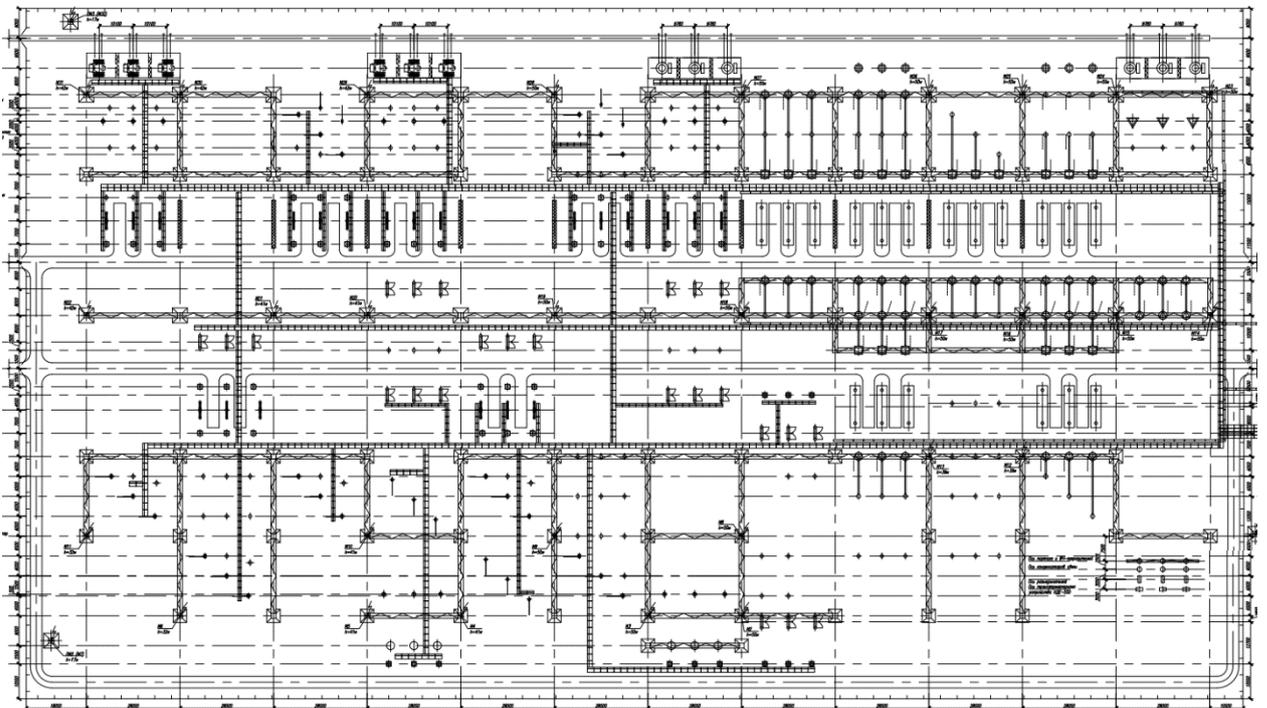


Рисунок 6 – существующий генеральный план ОРУ 500 кВ

Система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ получает питание от трех трансформаторов собственных нужд типа ТСЗ-630/6 УЗ по схеме неявного резерва. Панели релейной защиты и автоматики, средства связи, щиты собственных нужд и постоянного тока, аккумуляторные батареи размещены в здании МЩУ ОРУ 500 кВ.

2.2 Описание существующего оборудования на Приморской ГРЭС

По результатам анализа ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС мной было установлено, что основное электротехническое оборудование, размещаемое в ячейках ОРУ, морально и технически устарело (срок службы превышает 25 лет), дополнительно, классы точности вторичных обмоток ТТ и ТН 500 кВ не удовлетворяют современным требованиям к классу точности для нужд АИИСКУЭ (Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии). Для увеличения срока службы Приморской ГРЭС и безаварийной выдачи мощности в сеть 500 кВ все основное электротехническое оборудование ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС подлежит замене. Перечень оборудования, подлежащего замене, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристика объектов ОРУ 500 кВ

Наименование	Характеристика	Допустимое значение срока эксплуатации	Состояние элемента	Требуемые мероприятия
Шунтирующий реактор	Превышение нормативного срока службы	25 лет	рабочее	Замена не требуется
Оборудование ОРУ	Превышение нормативного срока службы	25 лет	рабочее	замена

Однако, в 2004 г. была выполнена частичная реконструкция ОРУ 500 кВ в части замены коммутационного, защитного и измерительного оборудования, кабельных трасс в ячейках № 6-12. Таким образом, необходима реконструкция оборудования в ячейках 1-5. Марки выключателей на ОРУ 500 кВ с привязкой к ячейкам показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Выключатели на ОРУ 500 кВ

Тип выключателя	Напряжение,кВ	Номер ячейки	Номинальный ток, А	Дата ввода в эксплуатацию
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	2	2000	1984
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	2	2000	1987
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	3	2000	1985
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	4	2000	1995
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	4	2000	1989
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	5	2000	1995
НРЛ-550-В2	500	6	3150	2004
НРЛ-550-В2	500	7	3150	2004
НРЛ-550-В2	500	8	3150	2004
НРЛ-550-В2	500	9	3150	2004
НРЛ-550-В2	500	10	3150	2005
НРЛ-550-В2	500	11	3150	2005
GL-317	500	12	4000	2005

Разъединители на ОРУ 500 кВ указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Разъединители на ОРУ 500 кВ

Тип разъединителя	Напряжение ,кВ	Номер ячейки	Номиналь ный ток, А	Дата ввода в эксплуатацию
РПД-500/3200У 1	500	1,2,3,4,5	3200	1984-1995
Г.2- 500.И/2000 УХЛ1	500	5	2000	2009
GSF-550p+2E	500	6,7,8,9,10,11,1 2	2500	2004
DBF-8- 550+AE BF	500	6,7,8,9,10,11,1 2	3150	2005
GSSB-AM- 550/1350У ХЛ1	500	6,7,8,9,10,11,1 2	3150	2004
ASB-550	500	7,8,9,10,11,12	3150	2004

2.3 Необходимость замены порталов ошиновки

В результате проработок основных технических решений по реконструкции ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС мной было принято решение о замене порталов ошиновки и рассмотрено два основных возможных варианта их частичной реконструкции. Первый вариант реконструкции ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС предусматривает использование стальных порталов ошиновки по серии 3.407.9-161., изображенные на рисунке 7.

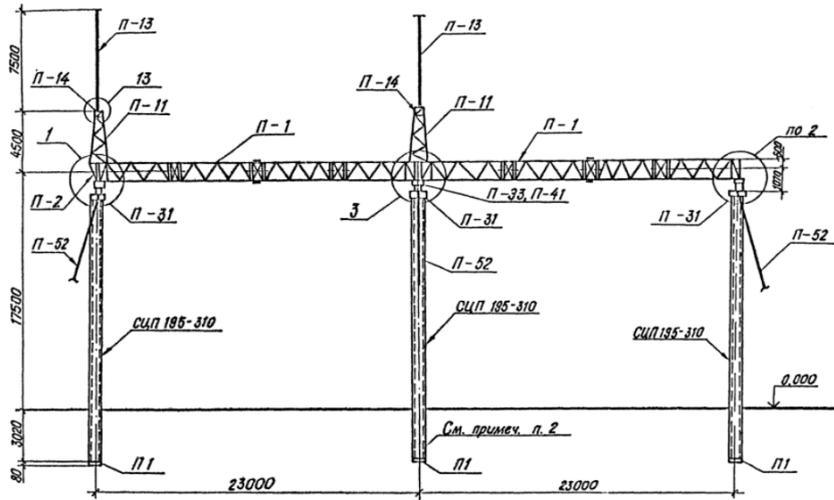


Рисунок 7 – Портал по серии 3.407.9-161 – ПЖ-500-Л4

Высота подвеса проводов ячеек порталов составляет 17,5 метров, шинных – 11,5 метров. Второй вариант реконструкции ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС предусматривает использование стальных ячеек порталов оцинковки по серии 3.407-104. Монтажная схема портала показана на рисунке 8.

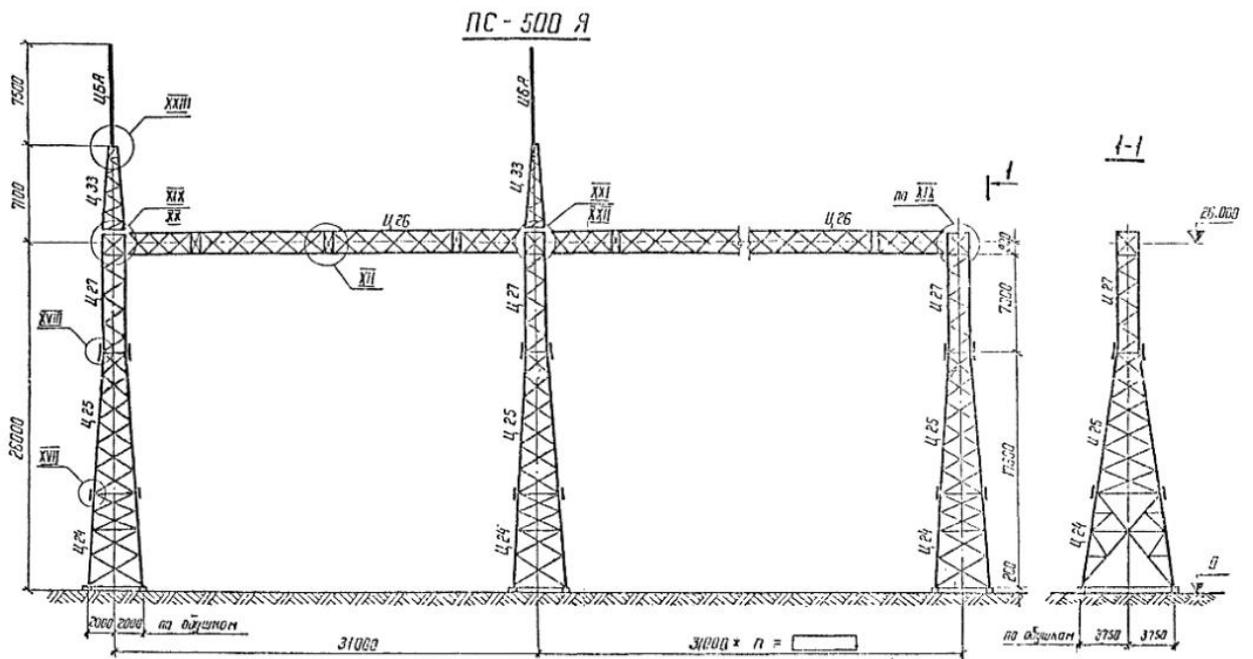


Рисунок 8 - Портал по серии 3.407-104-ПС-500-Я

Высота подвеса проводов ячейковых порталов составляет 26 метров, шаг ячеек – 31 метр. Данное решение позволяет выполнить подключение всех существующих присоединений: двух автотрансформаторов, трансформатора, ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная» и реактора ВЛ 500 кВ к ОРУ 500 кВ. После анализа прорабатываемых вариантов принято решение реализации реконструкции ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС по второму варианту с использованием ячейковых порталов с высотой подвески проводов 26 метров и жесткой ошиновкой сборных шин и перемычек на высоте 17,5 метров с установкой нового оборудования.

2.4 Необходимость изменения принципиальной схемы ОРУ

В ходе анализа реконструкции ячеек №1-5 ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС мной было принято решение вновь устанавливаемое оборудование подключить к существующим сборным шинам ОРУ 500 кВ без изменения принципиальной электрической схемы – № 500-17 «Полуторная схема».

«Полуторная» принципиальная электрическая схема отвечает повышенным требованиям к надежности выдачи мощности в сеть 500 кВ. При отказе выключателя со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного (авто)трансформатора, что допустимо с позиции устойчивости.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Общие требования по расчету токов КЗ

Для расчета токов КЗ составляется отдельная схема замещения, на которой указываются все основные характеристики элементов цепи. Расчет выполняется в именованных и относительных единицах. Расчетным видом КЗ является трехфазное короткое замыкание, как наиболее тяжелое. Именно по нему проверяется все оборудование, а именно проверка на электродинамическую стойкость и на термическую. При расчете токов КЗ необходимо вычислить следующие необходимые нам величины:

- $I_{п0}$ – периодическую составляющую тока короткого замыкания в
- начальный момент времени;
- $i_{а0}$ – апериодическую составляющую тока короткого замыкания в
- начальный момент времени;
- $I_{пт}$ – ток короткого замыкания в момент расхождения контактов
- выключателя;
- $i_{ат}$ – апериодическую составляющую тока короткого замыкания в
- момент расхождения контактов выключателя;
- $I_{уст}$ – установившийся ток короткого замыкания;
- i_y – ударный ток короткого замыкания;
- I_y – действующее значение тока короткого замыкания за первый
- период после момента короткого замыкания;

За базисную мощность обычно принимают число, кратное 100 или 1000 МВА, а за базисное напряжение – среднее номинальное напряжение ступени, на которой считаем ток КЗ.

3.2 Расчет тока КЗ ОРУ 110 кВ

Схема замещения для расчета токов КЗ на ОРУ 110 кВ представлена на рисунке 9.

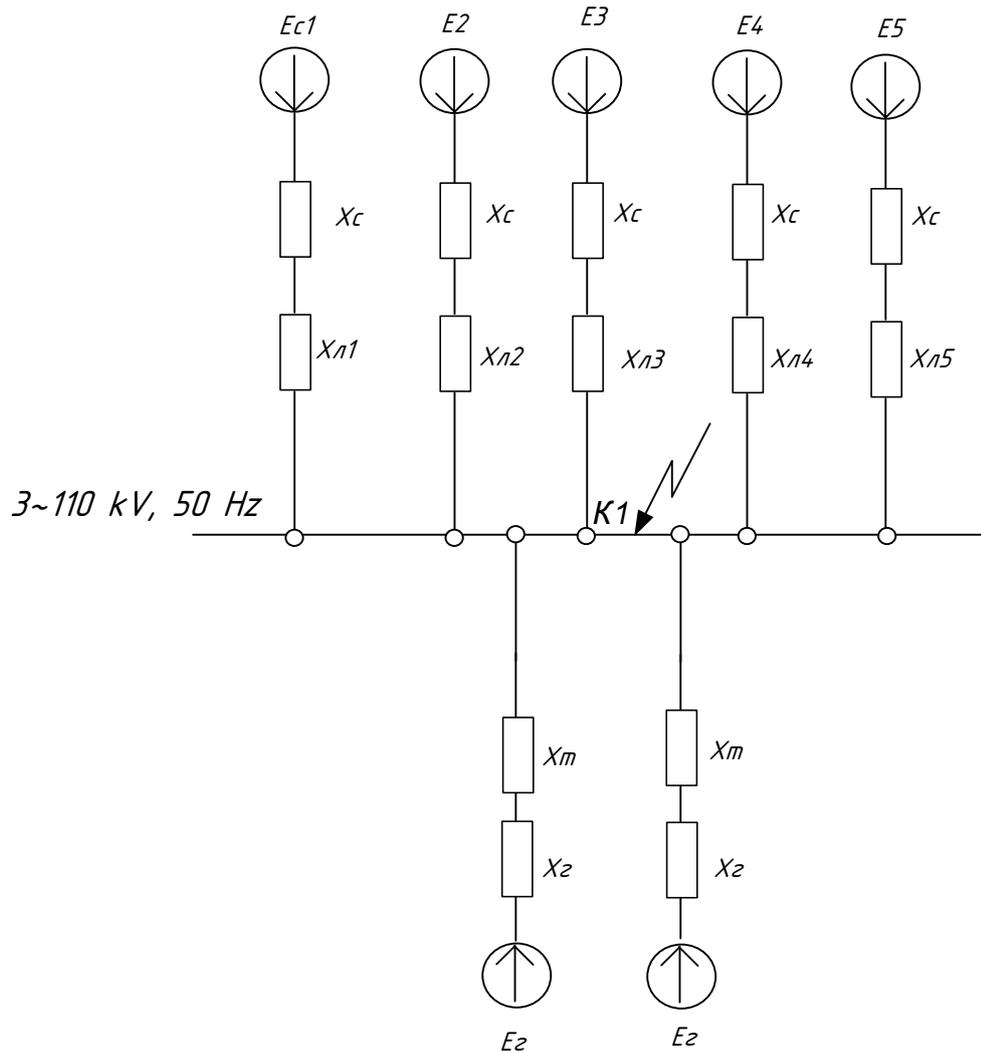


Рисунок 9 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Исходные данные необходимо принять следующие:

ВЛ Лутэк – Игнатьевка : провод марки АС-120, $l = 24,2$ км

ВЛ Лутэк – ласточка : провод марки АС-120, $l = 23,956$ км

ВЛ Приморская ГРЭС –Бикин : провод марки АС-120, $l = 50,7$ км

ВЛ Лутэк – Насосная 1 : провод марки АС-120, $l = 17,6$ км

ВЛ Лутэк – Насосная 2 : провод марки АС-120, $l = 17,6$ км

Синхронные двигатели ТВФ-120-2 , выдающие мощность в ОРУ 110 кВ имеют следующие характеристики:

Таблица 13 – Характеристики синхронного генератора

Генераторы					
ТВФ-120-2					
P_H , МВт	S , МВА	$\cos\varphi_H$	$U_{НОМ}$, кВ	X''_d	$I_{статора}$, А
100	125	0,8	10,5	0,189	6875

Провод АС-120 имеет следующие характеристики:

$$r_0 = 0,245 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,423 \text{ Ом}$$

$$b_0 = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Трансформаторы имеют следующие характеристики:

Таблица 14 – Характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	Наименование	Напряжение, кВ		ΔP_K , кВт	U_K , %
		ВН	НН		
Двухобмоточный	ТДЦ-125000/110	121	11	420	11

Определение параметров схемы замещения прямой последовательности:

Ток короткого замыкания будем находить в относительных единицах приближенным способом, для простоты расчетов. Будем задаваться следующими базисными характеристиками:

$$S_{\text{базисн.}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 115 \text{ кВ}$$

Тогда базисный ток будет равен:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6(\text{ср})}} \quad (1)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА}$$

Синхронные генераторы:

В сверхпереходном режиме генераторы замещаются сверхпереходными ЭДС $E_{Г1}$ и сверхпереходными сопротивлениями X''_d . ЭДС принимаем равной $E''_{*Г} = 1,13 \text{ о.е.}$

Формула для сопротивлений генератора имеет вид:

$$X_{*Г} = X''_d \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = X''_d \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \phi_{НОМ}}{P_{НОМ}} \quad (2)$$

$$X_{*Г} = 0,189 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8}{125} = 1,2 \text{ о.е.}$$

Трансформаторы:

Сопротивления двухобмоточных трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{*Т1} = X_{*Т2} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТНОМ}} \quad (3)$$

$$X_{*Т1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,9 \text{ о.е.} = X_{*Т2}$$

Система:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям, определяется как

$$X_{1C*} = \frac{S_6}{S_{K3}} \quad (4)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{K3} \quad (5)$$

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,6 = 1115$$

$$X_{1C*} = \frac{1000}{1115} = 0,9 \text{ о.е.}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,9 = 1175$$

$$X_{2C*} = \frac{1000}{1175} = 0,85 \text{ о.е.}$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 8 = 1593$$

$$X_{3C*} = \frac{1000}{1593} = 0,62 \text{ о.е.}$$

$$S_{K34} = S_{K35} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,3 = 1454$$

$$X_{4C*} = \frac{1000}{1454} = 0,68 \text{ о.е.}$$

За этими сопротивлениями подключены источники $E_{C*} = 1$.

Линии электропередач:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле

$$X_{Л*} = X_{уд} \cdot L \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (6)$$

где $X_{уд}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L – длина линии, км;

U_{CP} – среднее напряжение в месте установки элемента, кВ.

$$X_{Л1*} = 0,423 \cdot 24,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,77 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2*} = 0,423 \cdot 24 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,75 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3*} = 0,423 \cdot 50,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,6 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л4*} = 0,423 \cdot 17,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,56 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л5*} = 0,423 \cdot 17,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,56 \text{ о.е.}$$

Асинхронные двигатели

В сверхпереходном режиме двигатели замещаются сверхпереходными ЭДС $E_{АД}$ и сверхпереходными сопротивлениями X''_d . ЭДС принимаем равной

$$E''_{*АД} = 0,9 \text{ о.е.}$$

Формула для сопротивлений двигателя имеет вид:

$$X_{*АД} = \frac{S_6}{S_{НОМ} \cdot K_{П}} = \frac{S_6 \cdot \cos \varphi_{НОМ}}{P_{НОМ} \cdot K_{П}} \quad (7)$$

На стороне 110 кВ асинхронных двигателей нет.

Кабельные линии:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле

$$X_{ЛК*} = X_{уд} \cdot L \frac{S_B}{U_б^2} \quad (8)$$

Где $X_{уд}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L – длина линии, км;

$U_б$ – базисное напряжение в месте установки элемента, кВ;

На ОРУ 110 кВ кабельных линий нет.

Эквивалентирование схемы замещения:

Для расчета токов КЗ нам необходимо нашу схему привести к простейшему виду, т.е. сделать ее эквивалентирование. Схему будем упрощать, используя базовые приемы из теории цепей.

Здесь пронумерованные элементы относятся следующим образом:

Таблица 15 – Нумерация элементов (систем)

Номер элемента	Наименование
1	ЛЭП Лутэк- Игнатъевка
2	ЛЭП Лутэк- ласточка
3	ЛЭП Приморская ГРЭС- Бикин
4	ЛЭП Лутэк- насосная 1
5	ЛЭП Лутэк- насосная 2

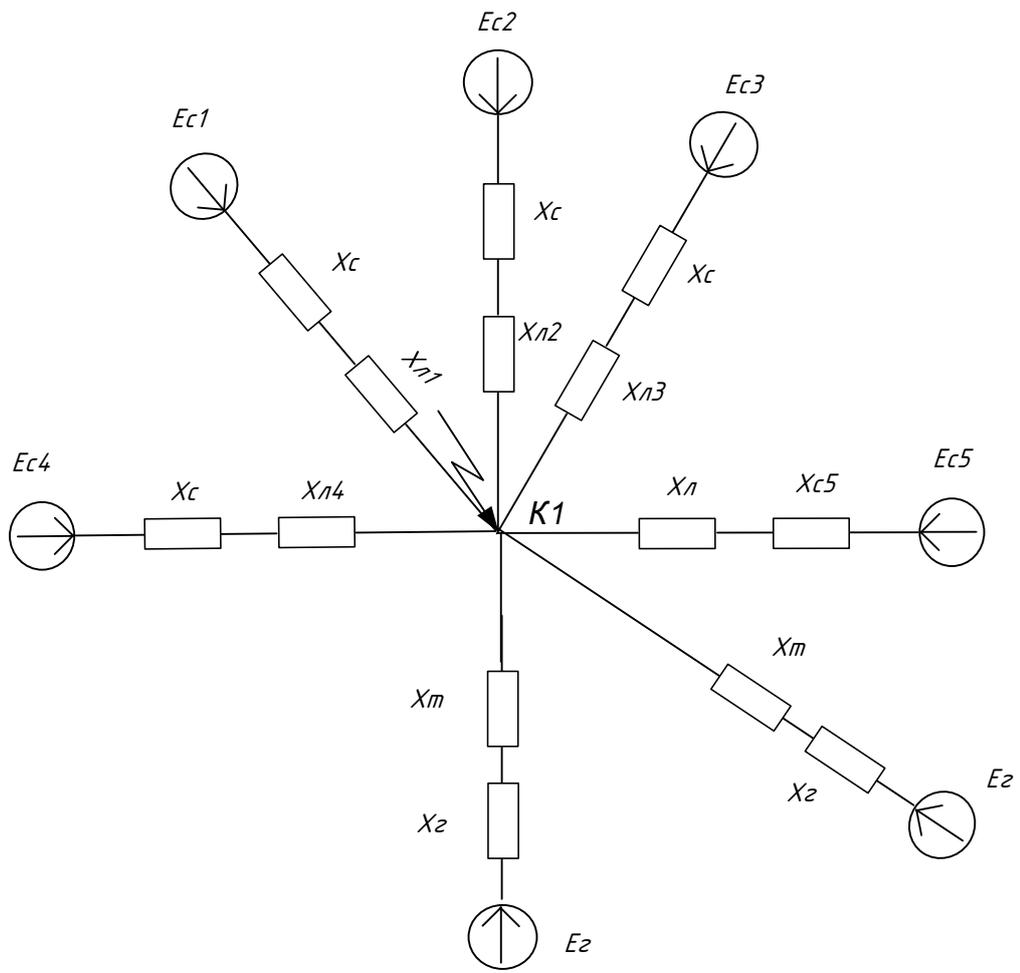


Рисунок 10 – схема замещения прямой последовательности

Все ветви с последовательным соединением элементов приведем к одному:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (9)$$

$$X_1 = 0,9 + 0,77 = 1,67 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (10)$$

$$X_2 = 0,85 + 0,75 = 1,6 \text{ о. е.}$$

$$X_3 = X_{c3} + X_{л3} \quad (11)$$

$$X_3 = 0,62 + 1,6 = 2,22 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = X_5 = X_{c4} + X_{л4} \quad (12)$$

$$X_{4,5} = 0,68 + 0,56 = 1,24 \text{ о. е.}$$

$$X_6 = X_7 = X_T + X_r \quad (13)$$

$$X_6 = X_7 = 0,9 + 1,2 = 2,1 \text{ о. е.}$$

В результате преобразований, которые мы осуществили выше, мы получаем схему следующего вида:

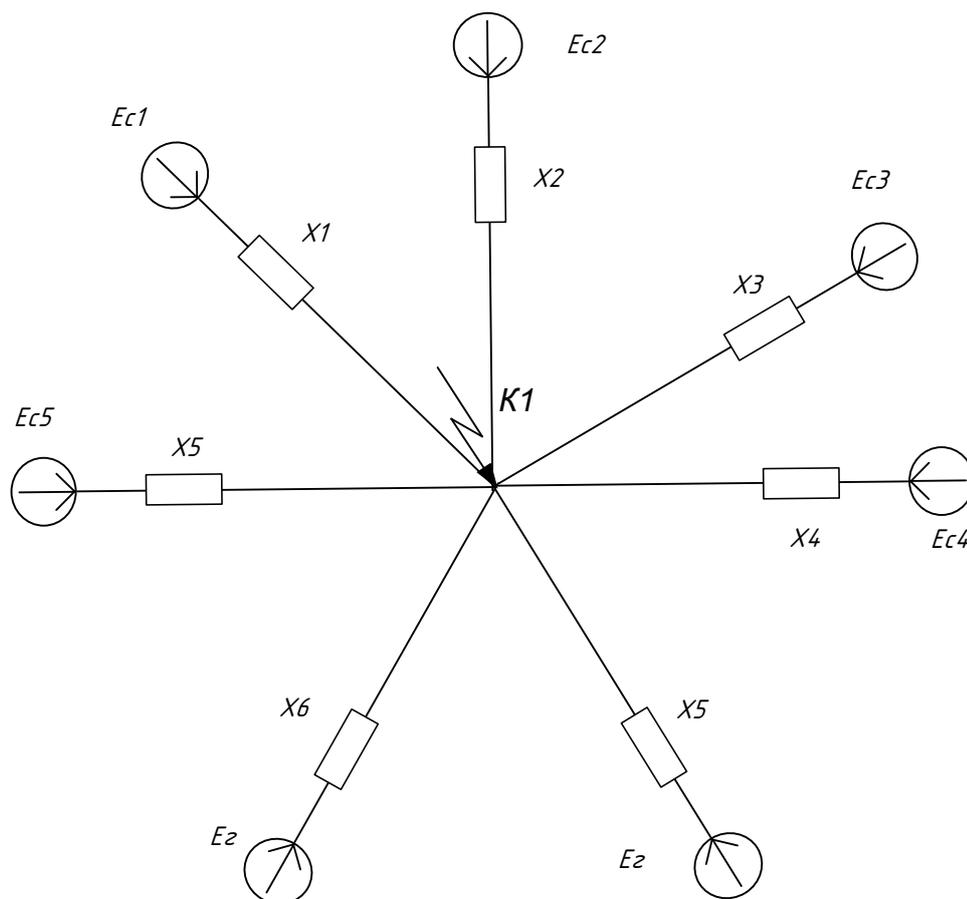


Рисунок 11 – преобразованная схема замещения к одной точке

Найдем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ. Его значение будет равно сумме всех токов, подтекающей к рассматриваемой нами точки КЗ. Таким образом, необходимо найти ток для каждой ветви отдельно. В общем случае, формула для периодической составляющей тока трехфазного КЗ выглядит следующим образом:

$$I_{\text{по}i}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{61} \quad (14)$$

$$I_{\text{по}1}^{(3)} = \frac{1}{1,67} \cdot 5 = 3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}2}^{(3)} = \frac{1}{1,6} \cdot 5 = 3,125 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}3}^{(3)} = \frac{1}{2,22} \cdot 5 = 2,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}4}^{(3)} = I_{\text{по}5}^{(3)} = \frac{1}{1,24} \cdot 5 = 4 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}6}^{(3)} = I_{\text{по}7}^{(3)} = \frac{1}{2,1} \cdot 5 = 2,4 \text{ кА}$$

Окончательное действующее значение периодической составляющей:

$$I_{\text{по}\Sigma} = I_{\text{по}1} + I_{\text{по}2} + I_{\text{по}3} + I_{\text{по}4} + I_{\text{по}5} + I_{\text{по}6} + I_{\text{по}7} \quad (15)$$

$$I_{\text{по}\Sigma}^{(3)} = 3 + 3,125 + 2,25 + 4 \cdot 2 + 2,4 \cdot 2 = 21,175 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ и мощность в начальный момент трехфазного КЗ:

Ударный ток КЗ в простых схемах равен следующему выражению:

$$i_{удi} = \sqrt{2}I_{\Pi 0i}^{(3)}(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}) \quad (16)$$

$$i_{удi} = \sqrt{2}I_{\Pi 0i}^{(3)}K_{уд} \quad (17)$$

Где T_{ai} -постоянная времени затухания (в нашем случае отдельной ветви) апериодической составляющей тока КЗ (сек), равная следующему выражению:

$$T_{ai} = \frac{X_i}{\omega R_i} \quad (18)$$

Примем постоянную времени затухания равную 0,02, тогда ударный коэффициент равен:

$$K_{уд} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 1,6$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 3 \cdot 1,6 = 6,78 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 3,125 \cdot 1,6 = 7,07 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 2,25 \cdot 1,6 = 5,1 \text{ кА};$$

$$i_{уд4} = i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot 1,6 = 9,05 \text{ кА};$$

$$i_{уд6} = i_{уд7} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,6 = 5,43 \text{ кА};$$

Таким образом, суммарный ударный ток составляет

$$i_{уд\Sigma} = 6,78 + 7,07 + 5,1 + 9,05 + 9,05 + 5,43 + 5,43 = 47,91 \text{ кА.}$$

Действующее значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ в месте замыкания к моменту отключения:

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, т.е.

$$i_{aoi} = \sqrt{2}I_{\text{Пoi}}^{(3)} \quad (19)$$

$$i_{ao1} = \sqrt{2} \cdot 3 = 4,24 \text{ кА;}$$

$$i_{ao2} = \sqrt{2} \cdot 3,125 = 4,42 \text{ кА;}$$

$$i_{ao3} = \sqrt{2} \cdot 2,25 = 3,2 \text{ кА;}$$

$$i_{ao4} = i_{ao5} = \sqrt{2} \cdot 4 = 5,65 \text{ кА;}$$

$$i_{ao6} = i_{ao7} = \sqrt{2} \cdot 2,4 = 3,4 \text{ кА;}$$

$$i_{ao\Sigma} = i_{ao1} + i_{ao2} + i_{ao3} + 2 \cdot i_{ao4} + 2 \cdot i_{ao6}$$

$$i_{ao\Sigma} = 4,24 + 4,42 + 3,2 + 2 \cdot 5,65 + 2 \cdot 3,4 = 30 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент отключения определяется по формуле ($t=0,15$):

$$i_{ati} = i_{aoi} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}} \quad (20)$$

$$i_{at1} = 4,24 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,0023 \text{ кА};$$

$$i_{at2} = 4,42 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,0024 \text{ кА};$$

$$i_{at3} = 3,2 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,0017 \text{ кА};$$

$$i_{at4} = i_{at5} = 5,65 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,0031 \text{ кА};$$

$$i_{at6} = i_{at7} = 3,4 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,02}} = 0,002 \text{ кА}$$

3.3 Расчет тока КЗ ОРУ 220 кВ

Теперь, зная эквивалентное сопротивление РУ 110 кВ, можно составить схему для РУ 220 кВ. Приведем нашу схему для напряжения 110 кВ к упрощенному виду:

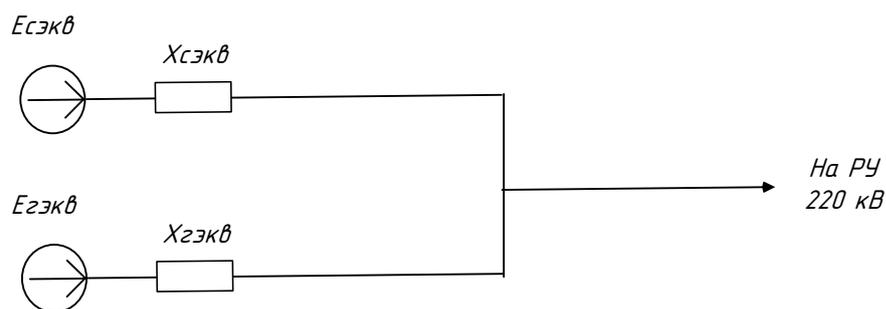


Рисунок 12 – упрощенный вид 110 кВ

$$X_{сзкв} = \frac{X_1 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot X_4 \cdot X_5}{X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5} \quad (21)$$

$$X_{сзкв} = \frac{1,67 \cdot 1,6 \cdot 2,22 \cdot 1,34 \cdot 1,34}{1,67 + 1,6 + 2,22 + 1,34 + 1,34} = 1,31 \text{ о. е.}$$

Так как каждая из систем имеет одинаковое относительное ЭДС $E_{*C} = 1$, то эквивалентное ЭДС тоже будет равняться одному:

$$E_{*СЭКВ} = 1$$

$$X_{ГЭКВ} = \frac{X_7 \cdot X_6}{X_7 + X_6} \quad (22)$$

$$X_{ГЭКВ} = \frac{2,1 \cdot 2,1}{2,1 + 2,1} = 1,05 \text{ о. е.}$$

$$E_{*ГЭКВ} = 1,13$$

Схема замещения для ОРУ 220 кВ имеет следующий вид:

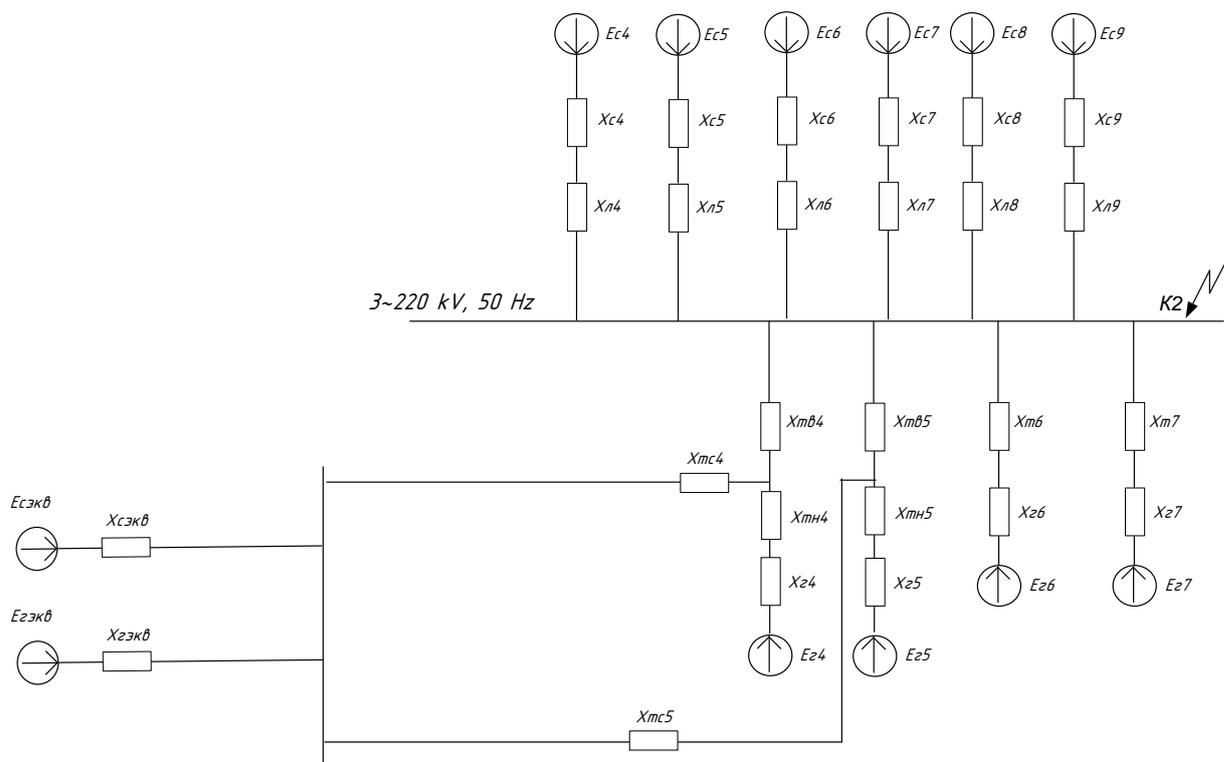


Рисунок 13 – Полная схема замещения ОРУ 220 кВ для расчета токов КЗ

Исходные данные необходимо принять следующие:

ВЛ Приморская ГРЭС- Розенгартовка : провод марки АС-400, $l = 111,4$ км ;

ВЛ Приморская ГРЭС- Бикин : провод марки АС-400, $l = 41,9$ км ;

ВЛ Приморская ГРЭС –НПС-38 : провод марки АС-300, $l = 110,762$ км;

ВЛ Приморская ГРЭС – Губерево: провод марки АС-300, $l = 46,6$ км ;

ВЛ Приморская ГРЭС –Лесозаводск: провод марки АС-300, $l = 150$ км;

ВЛ Приморская ГРЭС – Иман : провод марки АС-300, $l = 111$ км ;

Синхронные двигатели ТВФ-120-2 в количестве двух единиц, выдающие мощность в ОРУ 220 кВ, имеют следующие характеристики:

Таблица 16 – Характеристики синхронного генератора

Генераторы					
ТВФ-120-2					
P_H , МВт	S , МВА	$\cos\varphi_H$	$U_{НОМ}$, кВ	X''_d	$I_{статора}$, А
100	125	0,8	10,5	0,189	6875

Также на ОРУ 220 кВ в сеть выдают мощность два двигателя типа ТГВ-200-2МУ-3, имеющие следующие характеристики:

Таблица 17 – Параметры ТГВ-200-2МУ-3

Генераторы					
ТГВ-200-2МУ-3					
P_H , МВт	S , МВА	$\cos\varphi_H$	$U_{НОМ}$, кВ	X''_d	$I_{статора}$, А
200	258,8	0,85	10,5	0,329	8630

Провод АС-400/51 имеет следующие характеристики:

$$r_0 = 0,067 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,412 \text{ Ом}$$

$$b_0 = 2,76 \cdot 10^{-6} \text{См}$$

Провод АС-300/39 имеет следующие характеристики:

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,424 \text{ Ом}$$

$$b_0 = 2,68 \cdot 10^{-6} \text{См}$$

Трансформаторы имеют следующие характеристики:

Таблица 18 – Характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	Наименование	Напряжение, кВ			ΔP_k , кВт	U_k , %		
		ВН	НН	СН		ВН	СН	НН
Автотрансформатор	АТДЦТН-250000/220	230	11	121	625	10,5	24	13

Причем, генераторы по 200 МВт выдают мощность в сеть от автотрансформаторов, средняя сторона которых не используется.

Определяем параметры схемы замещения прямой последовательности:

$$S_{\text{базисн.}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 230 \text{ кВ}$$

Тогда базисный ток будет равен:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА}$$

Синхронные генераторы:

$$X_{*Г1} = 0,189 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8}{125} = 1,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{*Г2} = 0,329 \cdot \frac{1000 \cdot 0,85}{200} = 1,39 \text{ о.е.}$$

автотрансформаторы

Сопротивления обмоток автотрансформаторов определяются по формуле:

$$X_{*АТ} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТНОМ}} \quad (23)$$

Для автотрансформатора имеем следующие выражения:

$$X_B = 0,005(U_{кВ-Н} + U_{кВ-С} - U_{кС-Н}) \quad (24)$$

$$X_C = 0,005(U_{кВ-С} + U_{кС-Н} - U_{кВ-Н}) \quad (25)$$

$$X_H = 0,005(U_{кВ-Н} + U_{кС-Н} - U_{кВ-С}) \quad (26)$$

$$X_B = 0,005(33,7 + 13 - 19,4) = 0,136$$

$$X_C = 0,005(13 + 19,4 - 33,7) = 0$$

$$X_H = 0,005(33,7 + 19,4 - 13) = 0,2$$

$$X_{*ТВ} = 0,136 \cdot \frac{1000}{250} = 0,54 \text{ о. е.}$$

$$X_{*ТС} = 0 \text{ о. е.}$$

$$X_{*ТН} = 0,2 \cdot \frac{1000}{250} = 0,8 \text{ о. е.}$$

Система:

Сопротивление прямой (обратной) последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям, определяется как

$$S_{К31} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2,4 = 956 \text{ МВА}$$

$$X_{1C*} = \frac{1000}{956} = 1,04 \text{ о. е.}$$

$$S_{К32} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,6 = 239 \text{ МВА}$$

$$X_{2C*} = \frac{1000}{239} = 4,2 \text{ о. е.}$$

$$S_{К33} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,78 = 310,7 \text{ МВА}$$

$$X_{3C*} = \frac{1000}{310,7} = 3,21 \text{ о. е.}$$

$$S_{К34} = S_{К35} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,43 = 171,29 \text{ МВА}$$

$$X_{4,5C*} = \frac{1000}{171,3} = 5,84 \text{ о. е.}$$

$$S_{К36} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,98 = 390,4 \text{ МВА}$$

$$X_{6C*} = \frac{1000}{390,4} = 2,56 \text{ о.е.}$$

За этими сопротивлениями считаются подключенные источники $E_{C*} =$

1. Линии электропередач:

$$X_{Л1*} = 0,412 \cdot 111,4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,87 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2*} = 0,412 \cdot 41,9 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,33 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3*} = 0,424 \cdot 110,762 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,88 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л4*} = 0,424 \cdot 46,6 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,37 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л5*} = 0,424 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л6*} = 0,424 \cdot 111 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,9 \text{ о.е.}$$

Эквивалентирование схемы замещения:

Приведем участки с последовательных соединением элементов:

$$X_{11} = X_{сЭКВ} + X_{ТС} \tag{27}$$

$$X_{11} = 1,31 + 0 = 1,31 \text{ о.е.}$$

$$X_{22} = X_{ГЭКВ} + X_{ТС} \tag{28}$$

$$X_{22} = 1,05 + 1,05 \text{ o. e.}$$

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (29)$$

$$X_1 = 1,04 + 0,87 = 1,91 \text{ o. e.}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (30)$$

$$X_2 = 4,2 + 0,33 = 4,53 \text{ o. e.}$$

$$X_3 = X_{c3} + X_{л3} \quad (31)$$

$$X_3 = 3,21 + 0,88 = 4,09 \text{ o. e.}$$

$$X_4 = X_{c4} + X_{л4} \quad (32)$$

$$X_4 = 5,84 + 0,37 = 6,21 \text{ o. e.}$$

$$X_5 = X_{c5} + X_{л5} \quad (33)$$

$$X_5 = 1,2 + 5,84 = 7,04 \text{ o. e.}$$

$$X_6 = X_{c6} + X_{л6} \quad (34)$$

$$X_6 = 2,56 + 0,9 = 3,46 \text{ o. e.}$$

$$X_{7,8} = X_{r1} + X_{тн} \quad (35)$$

$$X_{7,8} = 1,2 + 0,8 = 2 \text{ o. e.}$$

$$X_{9,10} = X_{Г2} + X_{ГН} + X_{ГВ} \quad (36)$$

$$X_{9,10} = 1,39 + 0,54 + 0,8 = 2,73 \text{ о. е.}$$

Сделаем эквивалентное преобразование источников питания Система:

$$X_{СЭКВ} = \frac{X_1 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot X_4 \cdot X_5 \cdot X_6}{X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6} \quad (37)$$

$$X_{СЭКВ} = \frac{1,91 \cdot 4,54 \cdot 4,09 \cdot 6,21 \cdot 7,04 \cdot 3,46}{1,91 + 4,54 + 4,09 + 6,21 + 7,04 + 3,46} = 19,2 \text{ о. е.}$$

Преобразуем сопротивления параллельных синхронных генераторов:

$$X_{Г2ЭКВ} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_9 + X_{10}} \quad (38)$$

$$X_{Г2ЭКВ} = \frac{2,73^2}{2,73 \cdot 2} = 1,365 \text{ о. е.}$$

Получим следующую схему:

$$X_{ГЭКВ1} = \frac{X_7 \cdot X_{11}}{X_7 + X_{11}} \quad (39)$$

$$X_{ГЭКВ1} = \frac{2 \cdot 1,31}{2 + 1,31} = 1,13 \text{ о. е.}$$

$$X_{111} = X_{ГЭКВ1} + X_{ГВ} \quad (40)$$

$$X_{111} = 1,13 + 0,54 = 1,69 \text{ о. е.}$$

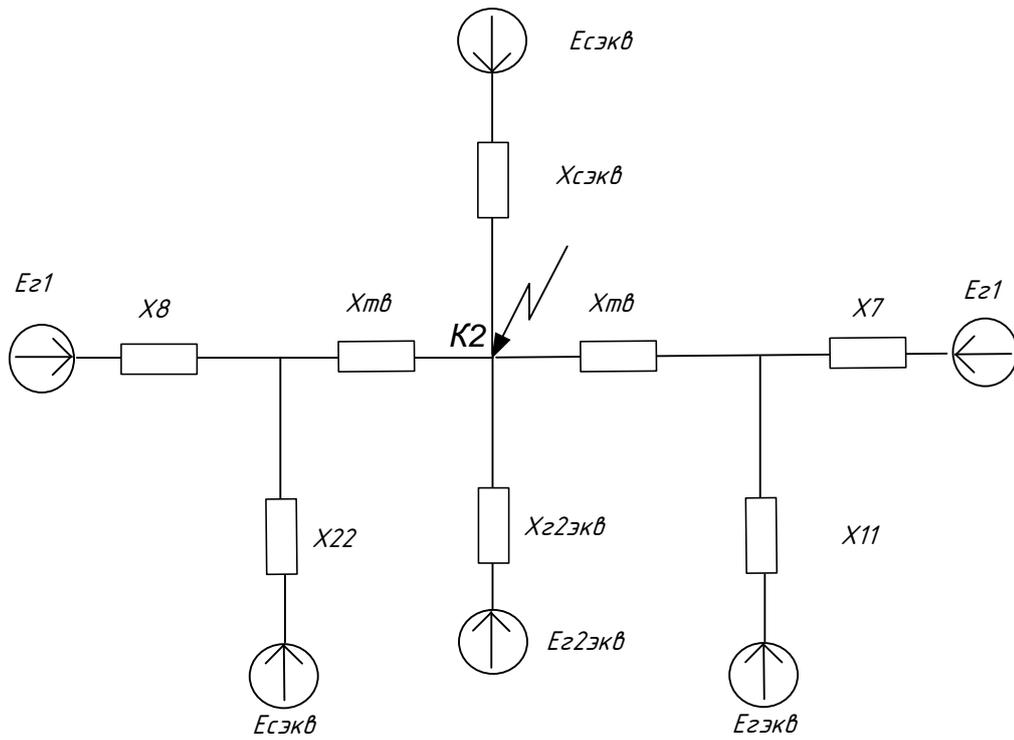


Рисунок 14 – Схема замещения для ОРУ 220 кВ

Преобразуем трехлучевую звезду в двухлучевую:

$$X_{зв1} = X_8 + X_{ТВ} + \frac{X_8 \cdot X_{ТВ}}{X_{22}} \quad (41)$$

$$X_{зв1} = 0,54 + 2 + \frac{0,54 \cdot 2}{1,05} = 3,56 \text{ о. е.}$$

$$X_{зв2} = X_{22} + X_{ТВ} + \frac{X_{22} \cdot X_{ТВ}}{X_8} \quad (42)$$

$$X_{зв2} = 1,05 + 0,54 + \frac{1,05 \cdot 0,54}{2} = 1,9 \text{ о. е.}$$

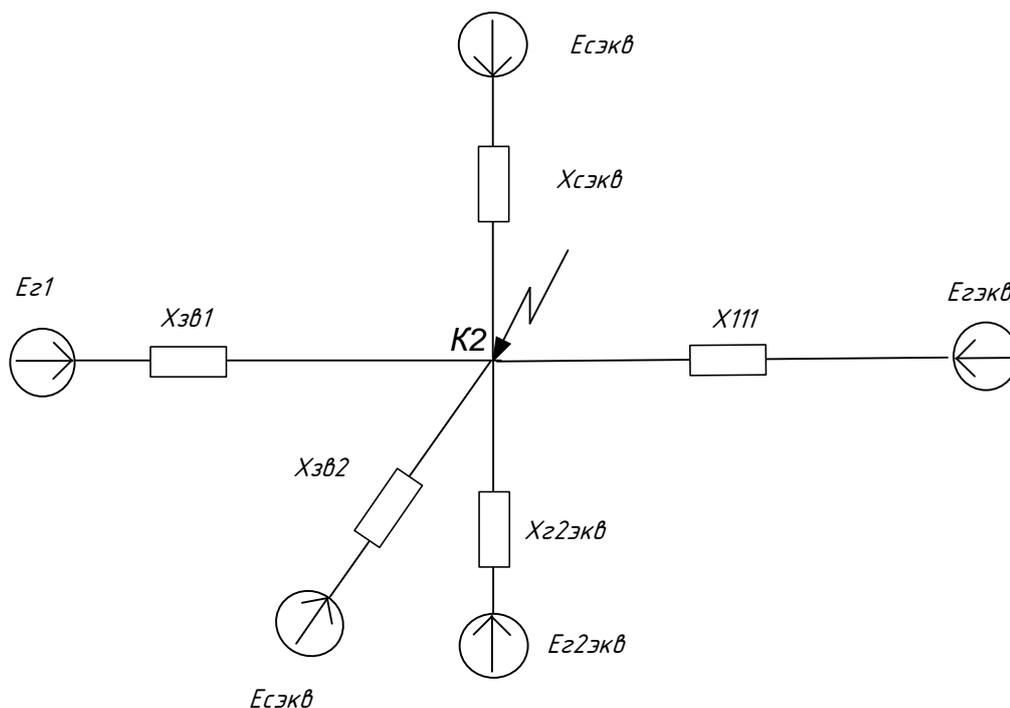


Рисунок 15 – преобразованная схема замещения для ОРУ 220 кВ

Выполняем конечные преобразования:

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{X_{\text{ЗВ2}} \cdot X_{\text{СЭКВ}}}{X_{\text{ЗВ2}} + X_{\text{СЭКВ}}} \quad (43)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{1,9 \cdot 19,2}{1,9 + 19,2} = 1,1 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{X_{\text{ЗВ1}} \cdot X_{111}}{X_{\text{ЗВ1}} + X_{111}} \quad (44)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{3,56 \cdot 1,69}{3,56 + 1,69} = 2,25 \text{ о. е.}$$

Конечная схема замещения для ОРУ 220 кВ выглядит следующим образом:

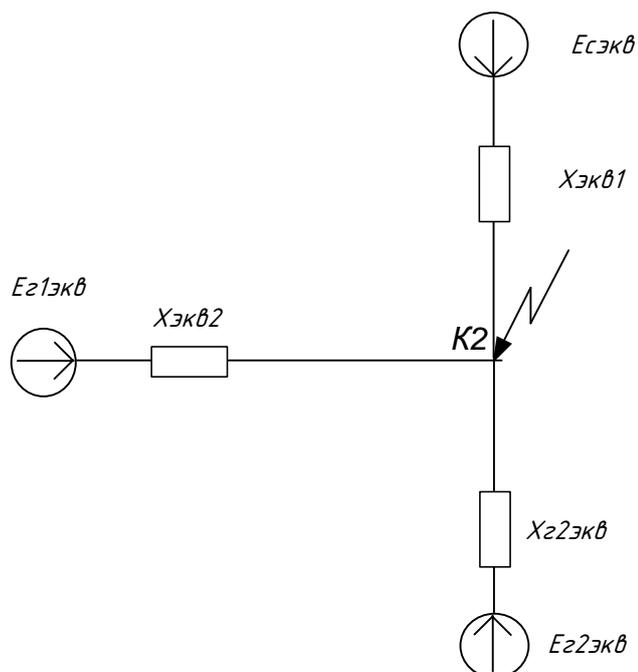


Рисунок 16 – окончательная схема замещения для ОРУ 220 кВ

$$I_{\text{ПО1}}^{(3)} = \frac{1}{1,1} \cdot 2,51 = 2,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО2}}^{(3)} = \frac{1,13}{2,25} \cdot 2,5 = 1,67 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО3}}^{(3)} = \frac{1,13}{1,3} \cdot 2,5 = 2,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = I_{\text{ПО1}} + I_{\text{ПО2}} + I_{\text{ПО3}} \tag{45}$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma}^{(3)} = 2,2 + 2,3 + 1,67 = 6,17 \text{ кА}$$

$$K_{\text{уд}} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 1,6$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 2,3 \cdot 1,6 = 5,2 \text{ кА};$$

$$i_{yД2} = \sqrt{2} \cdot 1,67 \cdot 1,6 = 3,8 \text{ кА};$$

$$i_{yД3} = \sqrt{2} \cdot 2,2 \cdot 1,6 = 5 \text{ кА};$$

$$i_{yД\Sigma} = 5,2 + 3,8 + 5 = 13,8 \text{ кА}.$$

$$i_{a01} = \sqrt{2} \cdot 2,3 = 3,25 \text{ кА};$$

$$i_{a02} = \sqrt{2} \cdot 1,67 = 2,36 \text{ кА};$$

$$i_{a03} = \sqrt{2} \cdot 2,2 = 3,1 \text{ кА};$$

$$i_{a0\Sigma} = 3,25 + 2,36 + 3,1 = 8,71 \text{ кА}$$

3.4 Расчет тока КЗ ОРУ 500 кВ

Составим схему замещения для расчета токов КЗ на открытом распределительном устройстве 500 кВ. Она имеет следующий вид (рисунок 20).

Исходные данные необходимо принять следующие:

ВЛ Приморская ГРЭС- Чугуевка-2: провод марки АС-300, $l = 290,4$ км;

ВЛ Приморская ГРЭС- Хехцир-2: провод марки АС-300, $l = 240$ км ;

ВЛ Приморская ГРЭС – Дальневосточная: провод марки АС-300, $l = 345$ км ;

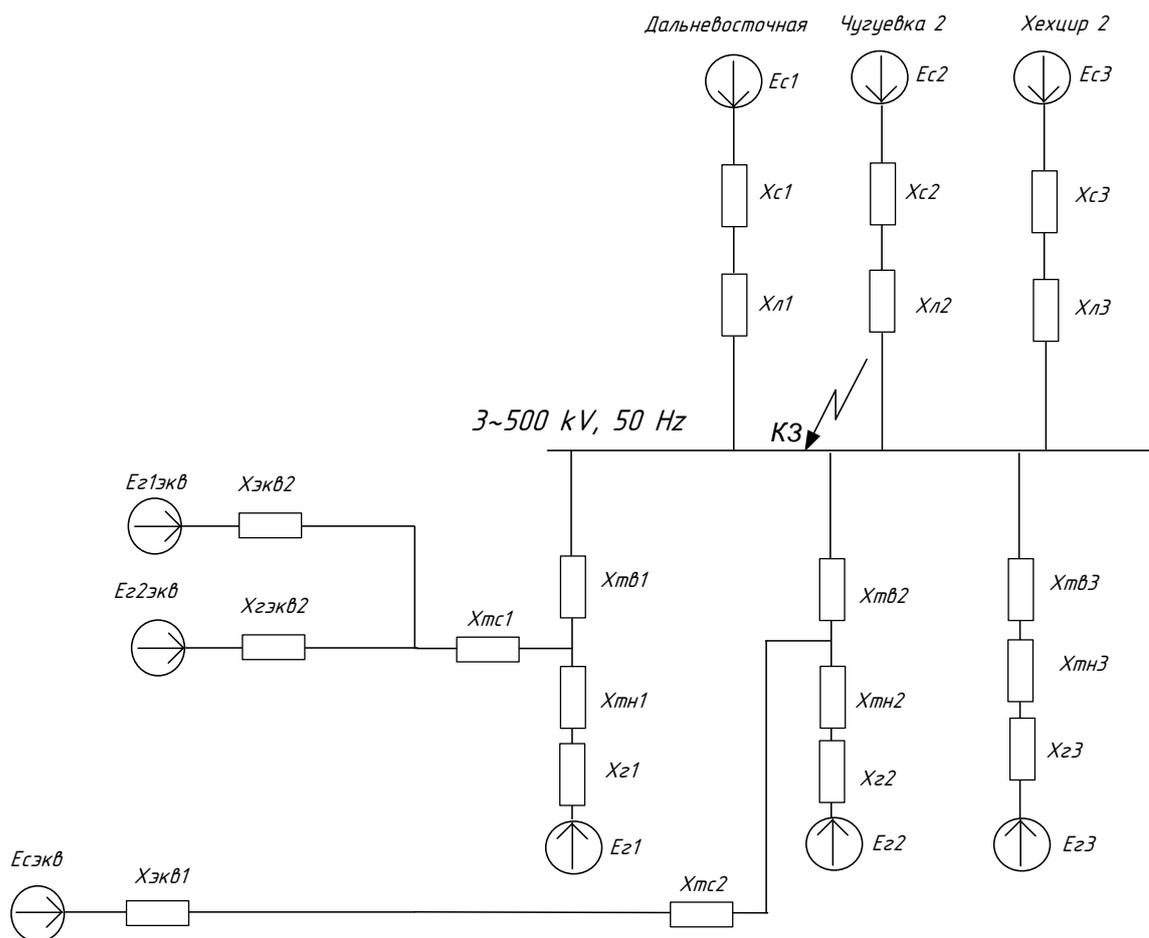


Рисунок 17 – схема замещения для ОРУ 220 кВ

СД на ОРУ 500 кВ в количестве трех единиц типа ТГВ-200-2МУ-3 имеют следующие характеристики:

Таблица 19 – Параметры ТГВ-200-2МУ-3

Генераторы					
ТГВ-200-2МУ-3					
P_H , МВт	S , МВА	$\cos\varphi_H$	$U_{НОМ}$, кВ	X''_d	$I_{статора}$, А
200	258,8	0,85	10,5	0,329	8630

Провод АС-300/39 имеет следующие характеристики:

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,424 \text{ Ом}$$

$$b_0 = 2,68 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Трансформаторы имеют следующие характеристики:

Таблица 20 – Характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	Наименование	Напряжение, кВ			ΔP_k , кВт	U_k , %		
		ВН	НН	СН		ВН	СН	НН
Автотрансформатор	АТДЦТН-250000/220	230	11	121	625	10,5	24	13

Определение параметров схемы замещения прямой последовательности

$$S_{\text{базисн.}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{\phi} = 515 \text{ кВ}$$

Тогда базисный ток будет равен:

$$I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА}$$

$$X_{*\Gamma 2} = 0,329 \cdot \frac{1000 \cdot 0,85}{200} = 1,39 \text{ о.е.}$$

$$X_B = 0,005(U_{\text{кВ-Н}} + U_{\text{кВ-С}} - U_{\text{кС-Н}})$$

$$X_C = 0,005(U_{\text{кВ-С}} + U_{\text{кС-Н}} - U_{\text{кВ-Н}})$$

$$X_H = 0,005(U_{\text{кВ-Н}} + U_{\text{кС-Н}} - U_{\text{кВ-С}})$$

$$X_B = 0,005(33,7+13-19,4) = 0,136$$

$$X_C = 0,005(13 + 19,4 - 33,7) = 0$$

$$X_H = 0,005(33,7+19,4-13) = 0,2$$

$$X_{*TB} = 0,136 \cdot \frac{1000}{250} = 0,54 \text{ о. е.}$$

$$X_{*TC} = 0 \text{ о. е.}$$

$$X_{*TH} = 0,2 \cdot \frac{1000}{250} = 0,8 \text{ о. е.}$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 515 \cdot 13 = 11596 \text{ МВА}$$

$$X_{C*} = \frac{1000}{11596} = 0,1 \text{ о. е.}$$

За этими сопротивлениями подключены источники $E_{C*} = 1$.

$$X_{L1*} = 0,424 \cdot 290,4 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,46 \text{ о. е.}$$

$$X_{L2*} = 0,424 \cdot 240 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,4 \text{ о. е.}$$

$$X_{L3*} = 0,424 \cdot 345 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,55 \text{ о. е.}$$

Эквивалентирование схемы замещения:

Приведем участки с последовательных соединением элементов:

$$X_1 = X_\Gamma + X_{TB} + X_{TH}$$

(46)

$$X_1 = 1,39 + 0,54 + 0,8 = 2,73 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = X_c + X_{л1} \quad (47)$$

$$X_2 = 0,1 + 0,46 = 0,56 \text{ о. е.}$$

$$X_3 = X_c + X_{л2} \quad (48)$$

$$X_3 = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = X_c + X_{л3} \quad (49)$$

$$X_4 = 0,1 + 0,55 = 0,65 \text{ о. е.}$$

$$X_{5,6} = X_r + X_{тн} \quad (50)$$

$$X_{5,6} = 1,39 + 0,8 = 2,19 \text{ о. е.}$$

Сделаем эквивалентное преобразование источников питания Система:

$$X_{сЭКВ} = \frac{X_2 \cdot X_3 \cdot X_4}{X_2 + X_3 + X_4} \quad (51)$$

$$X_{сЭКВ} = \frac{0,56 \cdot 0,55 \cdot 0,65}{0,56 + 0,55 + 0,65} = 0,11 \text{ о. е.}$$

Преобразуем сопротивления параллельных синхронных генераторов:

$$X_{Г1ЭКВ} = \frac{X_{ЭКВ2} \cdot X_{ГЭКВ2}}{X_{ЭКВ2} + X_{ГЭКВ2}} \quad (52)$$

$$X_{Г1ЭКВ} = \frac{1,365 \cdot 2,25}{1,365 + 2,25} = 0,85 \text{ о. е.}$$

Получим следующую схему:

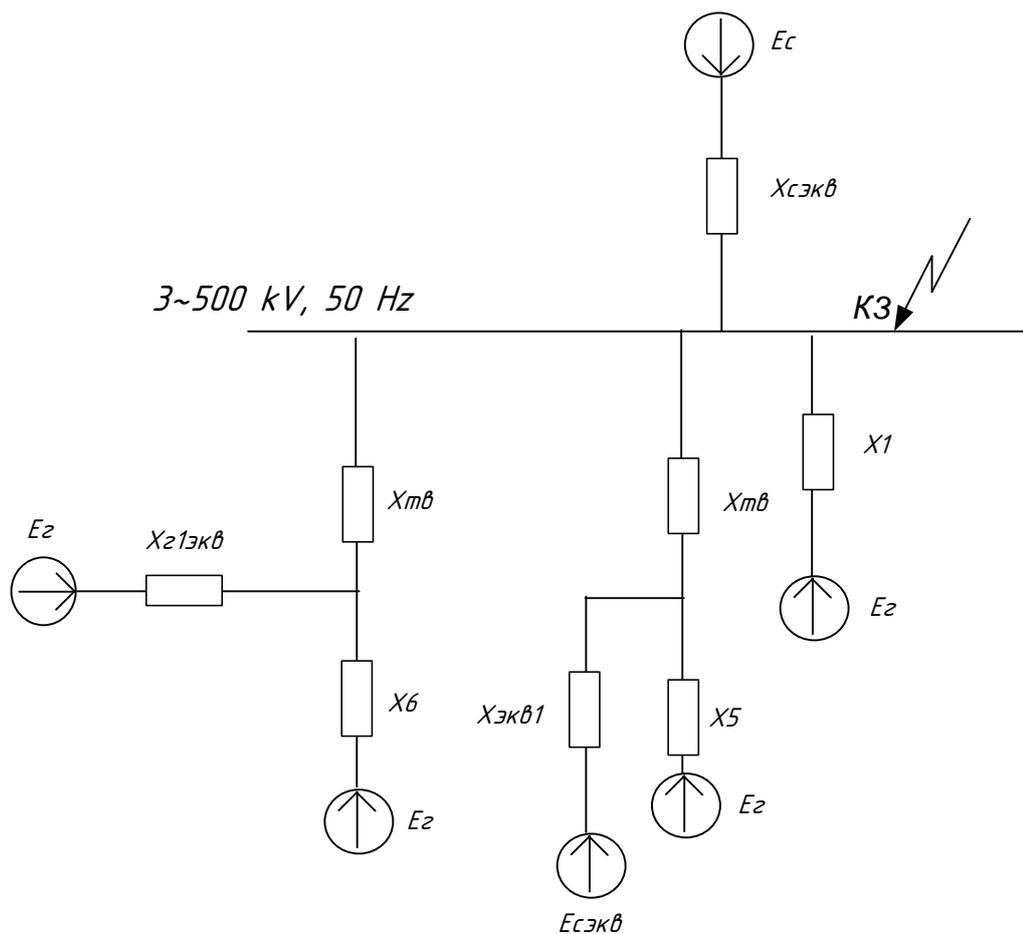


Рисунок 18 – схема замещения для ОРУ 500 кВ

Преобразуем трехлучевую звезду в двухлучевую:

$$X_{ЗВ1} = X_{Г1ЭКВ} + X_{ТВ} + \frac{X_{Г1ЭКВ} \cdot X_{ТВ}}{X_6} \quad (53)$$

$$X_{ЗВ1} = 0,85 + 0,54 + \frac{0,54 \cdot 0,85}{2,19} = 1,6 \text{ о. е.}$$

$$X_{3Б2} = X_6 + X_{ТВ} + \frac{X_6 \cdot X_{ТВ}}{X_{Г1ЭКВ}} \quad (54)$$

$$X_{3Б2} = 2,19 + 0,54 + \frac{2,19 \cdot 0,54}{0,85} = 4,14 \text{ о. е.}$$

$$X_{3Б3} = X_{ЭКВ1} + X_{ТВ} + \frac{X_{ЭКВ1} \cdot X_{ТВ}}{X_5} \quad (55)$$

$$X_{3Б3} = 1,1 + 0,54 + \frac{0,54 \cdot 1,1}{2,19} = 1,91 \text{ о. е.}$$

$$X_{3Б4} = X_5 + X_{ТВ} + \frac{X_5 \cdot X_{ТВ}}{X_{ЭКВ1}} \quad (56)$$

$$X_{3Б4} = 2,19 + 0,54 + \frac{2,19 \cdot 0,54}{1,1} = 3,5 \text{ о. е.}$$

Получим следующую схему:

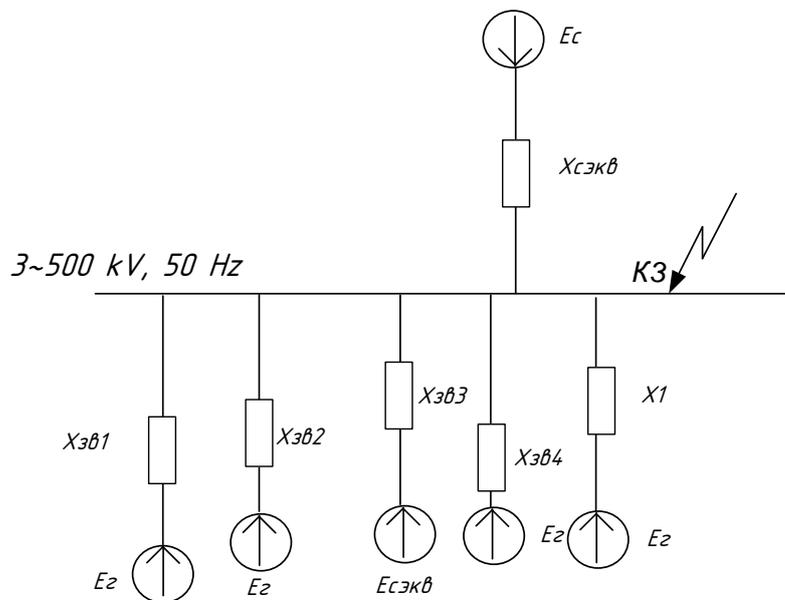


Рисунок 19 – схема замещения 2 для ОРУ 500 кВ

Выполняем конечные преобразования:

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{X_{3B1} \cdot X_{3B2} \cdot X_{3B4} \cdot X_1}{X_{3B1} + X_{3B2} + X_{3B4} + X_1} \quad (57)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{1,6 \cdot 4,14 \cdot 3,5 \cdot 2,73}{1,6 + 4,14 + 3,5 + 2,73} = 0,28 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{X_{3B3} \cdot X_{\text{СЭКВ1}}}{X_{3B3} + X_{\text{СЭКВ1}}} \quad (58)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{1,91 \cdot 0,11}{1,91 + 0,11} = 0,09 \text{ о. е.}$$

$$I_{\text{П01}}^{(3)} = \frac{1}{0,09} \cdot 1,12 = 12,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П02}}^{(3)} = \frac{1,13}{0,28} \cdot 1,12 = 5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{П0}\Sigma}^{(3)} = 12,5 + 5 = 17,5 \text{ кА}$$

$$K_{\text{уд}} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 1,6$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,6 = 28 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 5 \cdot 1,6 = 11,31 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}\Sigma} = 28 + 11,31 = 39,31 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ао1}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 = 17,67 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ао2}} = \sqrt{2} \cdot 5 = 7 \text{ кА};$$

$$i_{ao\Sigma} = 7 + 17,67 = 24,67 \text{ кА}$$

Сведем рассчитанные параметры в таблицу:

Таблица 21 – Результаты расчета токов КЗ

	U _б , кВ	I _б , кА	I _{сд} , кА	I _{ад} , кА	I _{сист} , кА	I _{нагр} , кА	I _Σ , кА	i _{уд} , кА	i _{ао} , кА
К1	115	1,12	5	-	12,5	-	17,5	39,31	24,67
К2	230	2,51	4,5	-	1,67	-	6,17	13,8	8,71
К3	515	5	4,8	-	16,375	-	21,175	47,91	30

Рассчитаем максимальный рабочий ток на присоединениях по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \quad (59)$$

$$I_{\text{раб.мах500}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,28 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток на шинах 220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,63 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток на шинах 110 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,25 \text{ кА}$$

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 Фактическое состояние электрических аппаратов на ОРУ 500 кВ.

На открытом распределительном устройстве 500 кВ в ячейках 1-5 стоят выключатели ВВБ-500А-35,5/2000У1 1982-1985 года выпуска. Он представляет собой воздушный баковый выключатель крупномодульный, и рассчитан на номинальный ток отключения 35,5 кА. Его характеристики представлены в таблице 22:

Таблица 22 – Параметры выключателя ВВБ-500А-35,5/2000У1

Наименование	Значение
Марка	ВВБ-500А-35,5/2000 У1
Область применения	Для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	35,5
Ток электродинамической стойкости, кА	60
Масса, кг	55360
Нормативно-технический документ	ТУ 16-522.036-80

Условия эксплуатации такого выключателя приведены в таблице 23:

Таблица 23 – Условия эксплуатации выключателя ВВБ-500А-35,5/2000У1

Показатель	Значение
Высота над уровнем моря, м	Не более 1000
Рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	От -45 до 45
Сейсмическая стойкость	по шкале MSK-64 способен выдерживать до 8 баллов
Требования безопасности к конструкции	ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 687-78

Данный выключатель имеет дугогасительные двухразрывные устройства одностороннего дутья, которые в свою очередь помещаются в металлические камеры. Напряжение к этим камерам подводится через вводы, выполненные из эпоксида, защищенные снаружи фарофоровой оболочкой.

На ОРУ 500 кВ в ячейках 1-5 стоят следующие виды разъединителей : РПД- 500/3200У 1 1982 года выпуска и РГ.2- 500.П/2000 УХЛ1 2008 года выпуска, которые мы менять не будем. РПД- 500/3200У 1 1982 года выпуска представляет собой разъединитель высоковольтный трехполюсный, предназначенный для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи номинальным напряжением 500 кВ. Разъединитель должен эксплуатироваться в условиях, которые в свою очередь нормируются ГОСТ 15150-69 для изделий 1 категории «У» , при этом:

- Рабочие температуры окружающей среды находятся в пределах от -45 °С до 40 °С;
 - Толщина гололеда не более 25 мм;
 - Скорость ветра при гололеде не более 15 м;
 - Скорость ветра в нормальных условиях не более 40 м;
- Основные параметры РПД- 500/3200У 1 приведены в таблице 24:

Таблица 24 – Параметры разъединителя РПД- 500/3200У 1

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальный ток, А	3200
Ток электродинамической стойкости, кА	160
Ток термической стойкости, кА	63
Время протекания тока термической стойкости, с	2

Разъединитель подвесного типа, контактная система состоит из неподвижных контактов, перемещающихся вертикально. Он состоит из следующих основных частей: изоляции, тросовой системы управления и главной токоведущей системы.

На ОРУ 500 кВ в ячейках 1-5 установлены следующие трансформаторы тока: ТФЗМ 500Б- 1У1 и СА-525, установленный в 2005 году. ТФЗМ 500Б- 1У1 (старое название - ТФНКД-500-П) 1982 года выпуска представляет собой трансформатор тока наружной установки в открытых распределительных устройствах.

Он имеет следующие параметры:

Таблица 25 – Параметры трансформатора тока ТФЗМ 500Б- 1У1

Наименование	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525

1		2
Номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2 = 0,8 \text{ В}\cdot\text{А}$		30
Количество вторичных обмоток	Для измерений	1
	Для защиты	3
Номинальная частота, Гц		50 или 60
Номинальный ток вторичной обмотки, А		1

Трансформаторы напряжения на ОРУ 500 кВ в ячейках 1-5 установлены следующие: НДЕ-500-72У1, НКФ-500-78У1 и НКФ-500-78У2. НДЕ-500-72У1 представляет собой трансформатор напряжения, состоящий из емкостного делителя напряжения, разрядника, разъединителя и электромагнитного устройства. Он имеет следующие характеристики:

Таблица 26 – Параметры НДЕ-500-72У1

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	$\frac{1000}{\sqrt{3}}$
Класс точности вторичной обмотки	1/3
Номинальная мощность вторичной обмотки	500/1000
Номинальная частота, Гц	50 или 60

НКФ-500-78У1 представляет собой каскадный трансформатор напряжения, состоящий из нескольких блоков. Его параметры приведены в таблице:

Таблица 27 – Параметры трансформатора напряжения НКФ-500-78У1

Наименование	Значение
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	525
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	$\frac{1000}{\sqrt{3}}$
Класс точности вторичной обмотки	1/3
Номинальная мощность вторичной обмотки	500/1000
Номинальная частота, Гц	50 или 60

4.2 Выбор новых электрических аппаратов

4.2.1 Выбор выключателя

Выбор выключателя производится по следующим критериям:

- По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$
- По длительно допустимому току: $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

Где $I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через выключатель.

- По отключающей способности;
- По термической устойчивости.

Делаем выбор в пользу элегазового выключателя марки ВГТ-500. Это колонковый выключатель с пружинно-двигательным приводным механизмом. Элегазовый выключатель – разновидность выключателя наряду с масляными и воздушными, который в качестве среды для гашения дуги использует элегаз. В настоящее время, использование элегаза вместо сжатого воздуха или масла намного эффективнее, в связи с чем во всех мире элегазовые выключатели

занимают доминирующее положение по количеству вводимых в работу. Данный выключатель имеет следующие характеристики:

Таблица 28 – Параметры выключателя ВГТ-500

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,28 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{откл,ном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{откл,ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 110 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 39,31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{а,ном}} = 38,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} = 24,67 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$
$I_{\text{вкл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 17,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 70,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{А}}) \quad (60)$$

$$B_{\text{к}} = 17,5^2 (0,2 + 0,03) = 70,43 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл,ном}}}{100} \quad (61)$$

Где $\beta_{\text{н}}$ – Номинальное значение относительного содержание апериодической составляющей для выключателя;

$$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 42 \cdot 63}{100} = 38,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

Наш выключатель проходит по всем требованиям.

4.2.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителя производится по:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{ном},$$

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

- по конструкции, роду установки;

- по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} \leq I_{пр,с},$$

$$i_{уд} \leq i_{пр,с},$$

Где $i_{пр,с}$, $I_{пр,с}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

- по термической стойкости

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Выбираем разъединитель РГ-500УХЛ1. Это горизонтально поворотный разъединитель наружной установки. Его характеристики приведены в таблице:

Таблица 29 – Параметры разъединителя РГ-500УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,28 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 70,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$i_{\text{пр,с}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 39,31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр,с}}$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выбранный разъединитель проходит по всем параметрам.

4.2.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, первая будет нужна для подключения приборов измерительных, вторая – для релейной защиты и автоматики.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

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

- по току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{перв.ном}},$$

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

где $I_{\text{перв.ном}}$ – первичный номинальный ток ТТ.

Номинальный ток должен быть равен или стремиться к максимальному рабочему току установки, чтобы не было недогруза.

- по конструкции и классу точности;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_t \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где k_t – кратность термической стойкости;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2\text{ном}}$ – Допустимая нагрузка вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть равен 0,5.

Перед выбором трансформатора тока необходимо определить, какое вторичное оборудование будет получать питание от вторичных цепей. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}$.

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (62)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление приборов определяется из следующего выражения:

$$\Gamma_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (63)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Выбираем трансформатор тока элегазовый ТОГП-500 У2. Это трансформатор тока, предназначенный для эксплуатации на открытом воздухе в условиях У2, которые нормируются ГОСТом.

Он имеет следующие характеристики:

Таблица 30 – Параметры ТТ ТОГП-500 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{1\text{ном}} = 200/400/800 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 280 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 39,31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 70,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На стороне 500 кВ в цепях линейного выключателя предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики.

Таблица 31 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЦП 8501/10	0,3	0,3	0,3
Ваттметр	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	ЦП 8506/120	0,1	0,1	0,1
Счетчик электроэнергии	СЕ 304	0,5	0,5	0,5
Итого		1,2	1,2	1,2

Фазы загружены в равной степени, значит можно считать сопротивление приборов для любой из них.

Общее сопротивление приборов будет равняться:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,2}{5^2} = 0,05 \text{ Ом}$$

Допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$r_{2\text{доп}} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление соединительных проводов будет равняться:

$$r_{\text{пров}} = 4 - 0,05 - 0,1 = 2,95 \text{ Ом}$$

Определим минимальное сечение провода по следующему выражению:

$$S_{\text{min}} = \frac{p \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (64)$$

Где $l_{\text{расч}}$ – длина соединительных проводов, равная 140 м.

Удельное сопротивление медного провода будет равняться:

$$p = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$$

Минимальное сечение провода:

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0175 \cdot 140}{2,95} = 0,83 \text{ мм}^2$$

Согласно седьмому изданию ПУЭ, по условиям прочности для медных жил сечение должно быть:

$$S \geq 2,5 \text{ мм}^2$$

Принимаем медные провода сечением 2,5 мм².

$$r_{\text{пров}} = 0,75 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,75 + 0,1 + 0,05 = 0,9 \text{ Ом}$$

Таким образом, $r_{2\text{доп}} = Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$

На стороне высокого напряжения трансформатора устанавливается амперметр. Принимаем амперметр ЦП 8501/10:

Таблица 32 – Амперметр на трансформаторе

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЦП 8501/10	0,3	0,3	0,3

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,012 + 0,05 + 0,75 = 0,812 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = Z_2 = 0,812 \text{ Ом} \leq 1 \text{ Ом}$$

4.2.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность данного класса точности;

$S_{2\Sigma}$ – Вторичная нагрузка – все приборы и реле, присоединенные к трансформатору напряжения;

Для того, чтобы упростить наш расчет, принимаем не нагрузку прибора на каждую фазу, а в целом, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб})^2} \quad (65)$$

Для упрощения расчета будем принимать сечение медного провода по условию механической прочности 1,5 мм².

Составим в таблицу все приборы, которые подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения на стороне 500 кВ.

Таблица 33 – Вторичные приборы на трансформаторе напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0		2	-
Счетчик активный	И-674	3	2	0,38	0,925	3	3,42	5,5
Счетчик реактивный	И-673	3	2	0,38	0,925	3	3,42	5,5
Ваттметр	Д-355	1,5	2	1	0	2	3	-
частотомер	RDH1A	2	1	1	0	2	4	-
Итого							13,56	11

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13,56^2 + 11^2} = 17,46 \text{ ВА.}$$

Принимаем трансформатор напряжения НАМИ-500 УХЛ1. Данный трансформатор напряжения имеет следующие характеристики в классе точности 0,5:

Таблица 34 – Параметры трансформатора напряжения НАМИ-500 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 500\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 200\text{ВА}$	$S_{2\Sigma} = 17,46 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$

4.2.5 Выбор гибких шин и токопроводов

Согласно § 1.3.28 ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не

выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току. Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин:

$$I_{\text{раб.мах500}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,28 \text{ кА}$$

Принимаем провод АС-300/48 со следующими характеристиками:

$$q = 300 \text{ мм}^2$$

$$d = 24,4 \text{ мм}$$

$$I_{\text{доп}} = 690 \text{ А.}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 0,3 метра. Проверка шин на сжестывание не производится, т.к. $I_{\text{п0,К1}}^{(3)} = 9,07 < 20$ кА.

Проверку на термическое действие тока КЗ мы производить не будем, т.к. шины выполнены голыми проводами в наружном исполнении.

Проверим шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \tag{66}$$

$$B_k = 17,5^2(0,2 + 0,03) = 70,43 \text{ кА}^2\text{с}$$

C – постоянная, которая выбирается исходя из таблицы:

Таблица 35 – Значение С для гибких шин

Система	Материал проводника или марка сплава	Значение С, А·С ^{1/2} /мм ² при начальной температуре, °С		
		70	90	120
-	медь	170	-	-
Al	АДО	90	81	68
	АДШ	91	82	69
	АДОМ, АДШ	92	83	70

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{168,2 \cdot 10^3}}{91} = 51 \text{ мм}^2 < q = 300 \text{ мм}^2$$

Производить проверку шин на механическую прочность не будем.

Выбираем шины в цепи генератор-трансформатор.

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,75 \text{ кА}$$

Выбираем токопровод генераторного напряжения 10 кВ ТЭНЕ-10-15000-560 УХЛ1. Он имеет следующие характеристики:

Таблица 36 – Характеристики токопровода ТЭНЕ-10-15000-560 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Рабочий ток, кА	15	13,75
Ток динамической стойкости, кА	560	13,75
Ток термической стойкости, кА/с	220	13,75

Данный тип токопровода необходимо проверить по номинальному напряжению, току динамической стойкости и номинальному рабочему току в цепи «генератор – трансформатор». Наш токопровод проходит по всем параметрам.

4.2.6 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (67)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{\text{ост}} = 390$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430$ Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (68)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода, км

$$U = \frac{900}{1+0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 900} = 584,416 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (69)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(584,416-390)}{430} \cdot 390 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 861,2 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}; \quad (70)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{861,2}{110} = 7,83 \text{ кДж/кВ}$$

На стороне высокого напряжения блочного трансформатора выбираем ОПН марки ОПН-500/318/20/1500 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 9 кДж/кВ с параметрами:

Таблица 37 – Характеристики ОПН-500/318/20/1500 УХЛ1

Напряжение сети	500 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	550 кВ
Номинальный разрядный ток	20 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	150 кА
Пропускная способность (не менее)	2000 А
Классификационное напряжение	567 кВ

Со стороны низкого напряжения блочного трансформатора и на высокой трансформатора собственных нужд выбираем ОПН-РТ/TEL-10/11,5 с удельной энергоемкостью 5,5 кДж/кВ с параметрами, приведенными в таблице 38.

Таблица 38 – Характеристики ОПН-РТ/TEL-10/11,5

Напряжение сети	10 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	11,5 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	500 А
Классификационное напряжение	13,7 кВ

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

5.1 Заземление подстанции

Заземляющие устройства, расположенные на подстанции, служат для обеспечения электробезопасности персонала, для отвода токов КЗ в землю, и являются составляющим элементов цепи защиты от замыканий на землю.

Обычно, заземляющее устройство представляет из себя сетку из прямоугольных ячеек, соединенных между собой посредством вертикальных электродов. Сопротивление такого заземления должно быть нормировано, и быть не более 0,5 Ом в любое время года, с учетом сопротивления всех заземлителей – продольных и поперечных.

Продольные заземлители должны быть проложены на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов оборудования.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом существует условие, что последующие расстояния не должны превышать 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м.

Горизонтальные заземлители рекомендуется прокладывать по краю территории.

Приведем следующие исходные данные:

Число подходящих ЛЭП на ОРУ – 3

Возьмем количество ячеек 3.

Тогда, согласно таблице, определим линейные размеры ячеек:

Таблица 39 – Линейные размеры ячеек для разных классов напряжения

Размеры, м	Номинальное напряжение, кВ				
	110	150	220	330	500
А	8,0	11,5	11,75	18,0	29,0
Б	9,0	9,5	12,0	19,6	26,8
В	12,5	15,0	18,25	20,4	29,0
Г	10,5	16,0	20,5	31,5	45,0
Д	9,0	11,1	15,4	22,0	31,0
Е	2,5	3,0	4,0	8,0	11,0
Ж	2,0	2,55	3,7	4,0	5,5
З	7,5	8,0	11,0	11,0	14,5
И	11,0	13,0	16,5	16,5	23,6
к	3,0	4,25	4,0	4,5	6,0

Для ОРУ 500кВ ячейка будет иметь следующие размеры:

Ширина А- 31 м. Длина В -129, 8 м.

Ячеек 3 штуки, размеры между ячейками составляют 1.5 метра (для обеспечения свободного подхода обслуживающего персонала к оборудованию).

Площадь полученного прямоугольника– это площадь, для которой нужно рассчитать устройство заземления. С учетом сопротивления заземлителя естественных заземлителей определим допустимую величину стационарного заземления контура заземления ОРУ.

Найдем расчетное значение удельного сопротивления:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho_{\text{изм}} \cdot k_c \quad (71)$$

Где k_c - сезонный коэффициент. Приморская ГРЭС расположена во II климатическом поясе.

$\rho_{\text{изм}}$ – удельное сопротивление грунта, равное 50 Ом·м

Для второй климатической зоны - при толщине слоя сезонных изменений $H_c=2$ м в условиях «зимы» $k_c = 1,4$ и в условиях грозового сезона «лето» $k_c = 2,7$).

Летом:

$$\rho_{\text{расч}} = 50 \cdot 1,4 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Зимой:

$$\rho_{\text{расч}} = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 1 м и более (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной $B_1 - 5$ м и диаметром $d_1 - 20$ мм.

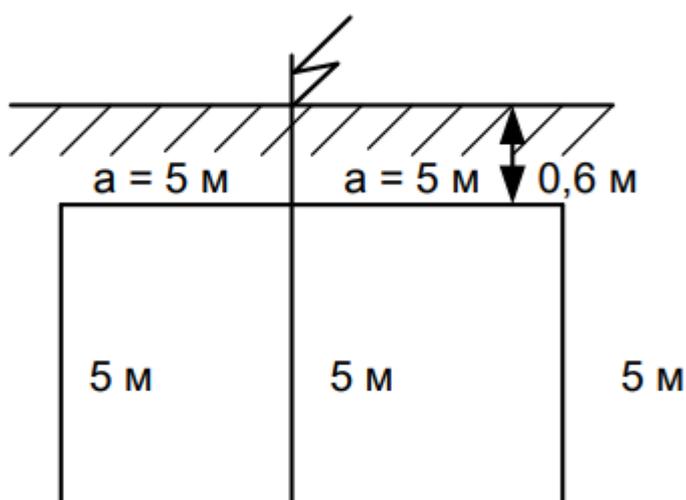


Рисунок 21 – Сечение n-лучевого заземлителя опоры с вертикальными электродами

Сопротивление такого заземлителя рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{оп}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{l_{\text{л}}} \cdot A \cdot \Delta b \quad (72)$$

Где A – коэффициент подобия, зависящий от числа лучей и диаметра к длине;

Δb - коэффициент, зависящий от отношения $\frac{a}{l_{\text{в}}}$ и $\frac{l_{\text{л}}}{l_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}$, которые выбираем из справочника

$$\frac{a}{l_{\text{в}}} = \frac{5}{5} = 1$$

$$\frac{d_{\text{л}}}{l_{\text{л}}} = \frac{20 \cdot 10^{-3}}{5} = 4 \cdot 10^{-3}$$

$$n_{\text{л}} = 2$$

$$A = 0,75$$

$$\frac{l_{\text{в}}}{l_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}} = \frac{5}{5 \cdot 3} = 0,33$$

$$\frac{a}{l_{\text{в}}} = 1$$

$$\Delta b = 0,48$$

Расчет сопротивления заземлителей в двухслойном грунте ведем по соответствующим эквивалентным сопротивлениям $\rho_{\text{э}}$. При этом $\rho_{\text{э}}$ зависит от соотношения ρ_1 и ρ_2 , глубины границы их раздела, а также глубины

распространения электрического поля заземлителя, которое определяется размерами и формой заземлителя:

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = \mathcal{F} \left(\frac{H_c - h}{l_B}, \frac{\rho_1}{\rho_2} \right) \quad (73)$$

$$\frac{H_c - h_3}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,4$$

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,1$$

$$\rho_3 = 1,1 \cdot 50 = 55 \text{ Ом}\cdot\text{м (лето)}$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 2,7$$

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,2$$

$$\rho_3 = 1,2 \cdot 50 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м (лето)} ;$$

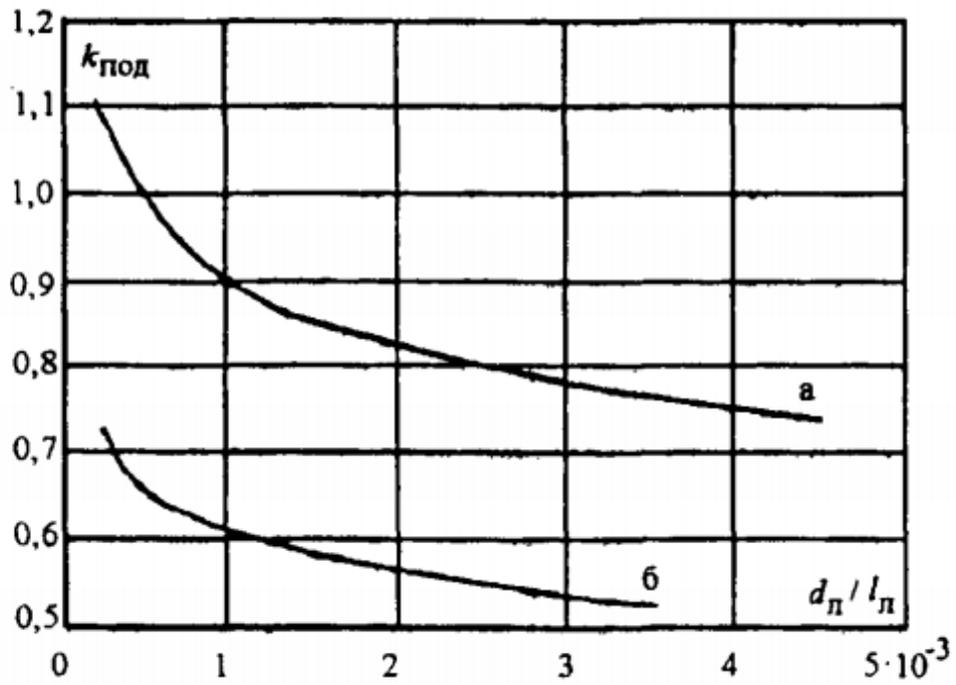


Рисунок 22 – коэффициент подобия для расчета сопротивления многолучевого заземлителя : а- 2 луча ; б – 4 луча.

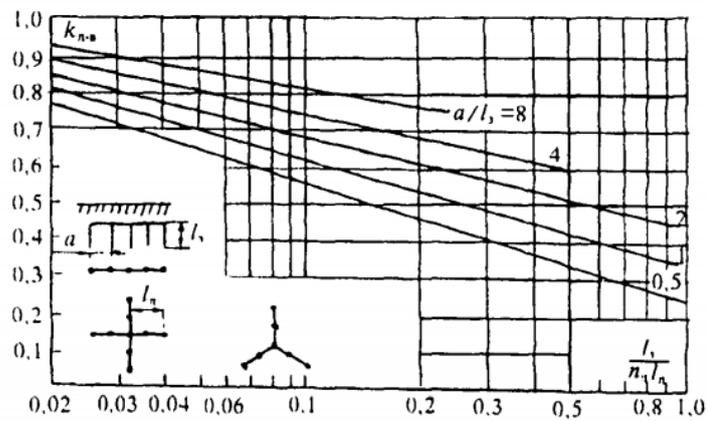


Рисунок 23 – коэф. $K_{\text{л-в}}$, учитывающий снижение сопротивления многолучевого заземлителя при добавлении вертикальных электродов.

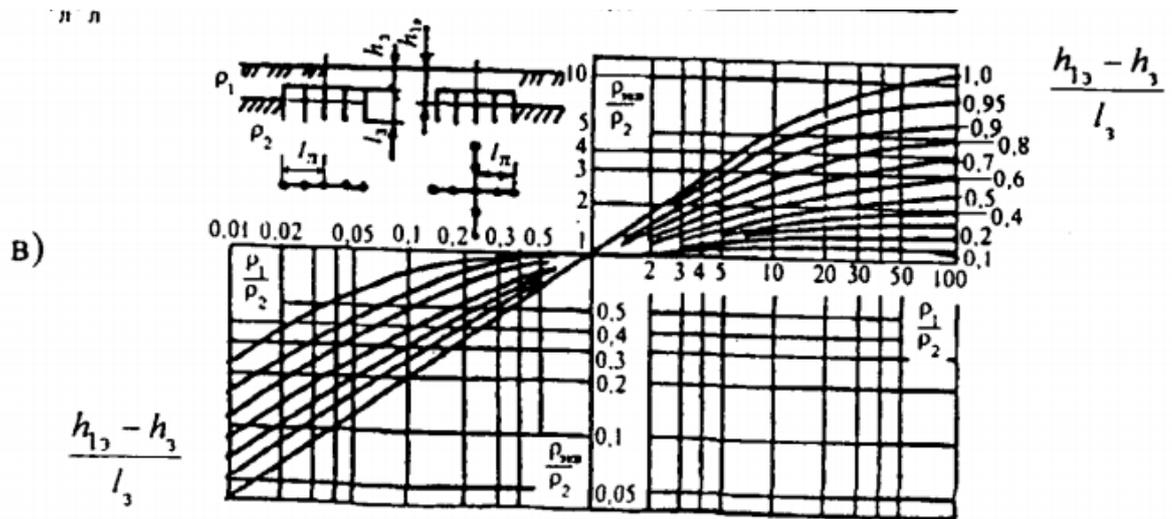


Рисунок 24 – к определению эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для заземлителей разных конструкций - комбинированного заземлителя ($n_{л}$ лучей с вертикальными электродами).

Тогда для лета :

$$R_{оп} = 0,75 \cdot 0,48 \cdot \frac{55}{5} = 3,96 \text{ Ом}$$

$$R_{оп} = 3,96 \text{ Ом} < R_{оп} = 10 \text{ Ом} ;$$

Для зимы:

$$R_{оп} = 0,75 \cdot 0,48 \cdot \frac{60}{5} = 4,14 \text{ Ом}$$

$$R_{оп} = 4,14 \text{ Ом} < R_{оп} = 10 \text{ Ом} .$$

Расчет сопротивления петли «трос-опора» находится по формуле:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{\frac{1}{n_{тр}} \cdot R_{оп} \cdot l_{пр} \cdot R_{тр.уд}} \quad (74)$$

Где $R_{оп}$ - сопротивление заземления опоры;

$l_{пр} = 0,31$ км – длина пролета линии;

$R_{тр.уд} = 1,9$ Ом/км – удельное сопротивление троса С – 80;

$n_{тр} = 2$ - число грозозащитных тросов на линиях.

Соответственно получаем:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot 3,96 \cdot 0,31 \cdot 1,9} = 1,1 \text{ Ом (Для лета);}$$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{\frac{1}{2} \cdot 4,14 \cdot 0,31 \cdot 1,9} = 1,11 \text{ Ом (Для зимы);}$$

Сопротивление естественных заземлителей:

$$R_{ест} = \frac{R_{тр-оп}}{N_{вл}} \quad (75)$$

$$R_{ест} = \frac{1,1}{2} = 0,55 \text{ (лето).}$$

$$R_{ест} = \frac{1,11}{2} = 0,555 \text{ (зима).}$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R (сопротивление заземления искусственных заземлителей) практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и рассчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{иск} = \rho_{э} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{в} \cdot l_{в}} \right) \quad (76)$$

Длину вертикальных электродов рекомендуется брать в пределах 3 – 10 м ($l_B=5$ м). Устанавливаются они по периметру контура заземления в узлах сетки. Шаг сетки контура заземления рекомендуется принимать в пределах 5 – 10 м ($k=5$ м.). Горизонтальные электроды прокладываются на глубине 0,7 м. по периметру ОРУ и между ячейками. Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L=A \cdot a + B \cdot b, \quad (77)$$

Где a - количество полос по ширине ОРУ A ;

b - количество полос по длине ОРУ B .

$$a = \frac{96}{5} = 19$$

$$b = \frac{129,8}{5} = 26$$

Тогда длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L=96 \cdot 19 + 129,8 \cdot 26 = 5200 \text{ м}$$

Определим площадь, занимаемая ОРУ:

$$s = A \cdot B \quad (78)$$

$$s = 12460,8 \text{ м}^2$$

Эквивалентное удельное сопротивление найдем как:

$$P_3 = 50 \cdot 1,4 = 70$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{7 \cdot \sqrt{s}}{15} \quad (79)$$

$$n_B = \frac{7 \cdot \sqrt{12460}}{15} = 52$$

Коэффициент А зависит от соотношения длины вертикальных электродов l_B и S:

$$\frac{l_B}{\sqrt{s}} = \frac{5}{111,6} = 0,05$$

$$A=0,4$$

Таблица 39 – Значение коэффициента А

$\frac{l_B}{\sqrt{s}}$	0	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,44	0,4	0,37	0,33	0,26

$$R = 70 \cdot \left(\frac{0,4}{111,6} + \frac{1}{5200 + 52 \cdot 5} \right) = 0,26 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{станц}} = \frac{R_{\text{ест}} R}{R_{\text{ест}} + R} \quad (80)$$

$$R_{\text{станц}} = \frac{0,26 \cdot 0,55}{0,26 + 0,55} = 0,176 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона:

$$Z_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{иск} \quad (81)$$

где $\alpha_{и}$ - импульсный коэффициент, который рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{s}}{(P_{э}+320)(I_{м}+45)}} \quad (82)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12460}}{(70+320)(15+45)}} = 0,67$$

Где $I_{м} = 15$ кА – среднестатистическое значение тока молнии.

$$Z_{и} = 0,67 \cdot 0,26 = 0,17 \text{ Ом}$$

5.2 Молниезащита ОРУ

Для ОРУ 500кВ ячейка будет иметь следующие размеры:

Ширина А- 31 м. Длина В -129, 8 м.

Ячеек 3 штуки, размеры между ячейками составляют 1.5 метра (для обеспечения свободного подхода обслуживающего персонала к оборудованию).

Выбираем место установки и высоту молниеотводов – они должны обеспечивать зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, также должны быть защищены линейные порталы. В данном случае молниеотводы целесообразно расположить на линейных порталах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал ПС-500-ЛЗ.

Зоны для молниеотводов 1-2

Примем высоту молниеотводов равной $h_m=26,5$ м

расстояние между молниеотводами $L_{1-2}=32$ м

высота защищаемого объекта $h_{об}=17,5$ м

эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф}=0,85 \cdot h$$

$$h_{эф}=22,525 \text{ м}$$

половина ширины внутренней зоны:

$$r_0=(1,1-0,002 \cdot h) \cdot h \quad (83)$$

$$r_0=(1,1-0,002 \cdot 26,5) \cdot 26,5=27,7 \text{ м}$$

радиус внешней зоны при условии $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{вн}=r_0 \quad (84)$$

$$r_{вн}=27,7 \text{ м}$$

наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1вн}=h_{эф}-(0,17+0,0003 \cdot h) \cdot (L_{1-2}-h) \quad (85)$$

$$h_{1вн}=22,525-(0,17+0,0003 \cdot 26,5) \cdot (32-26,5)=21,5$$

половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1\text{ВН}} = r_{\text{ВН}} \cdot \frac{h_{1\text{ВН}} - h_{\text{об}}}{h_{1\text{ВН}}} \quad (86)$$

$$r_{1\text{ВН}} = 27,7 \cdot \frac{21,5 - 17,5}{21,5} = 5,15$$

радиус внутренней зоны:

$$r_{1\text{ВНЗ}} = r_0 \left(1 - \frac{h_{\text{об}}}{h_{\text{эф}}}\right) \quad (87)$$

$$r_{1\text{ВНЗ}} = 27,7 \left(1 - \frac{17,5}{22,525}\right) = 6,2$$

Зоны для молниеотводов 2-3

Расстояние между молниеотводами $L_{2-3} = 32$ м
 наименьшая высота внутренней зоны $h_{2\text{ВН}} = 21,5$
 половина ширины внутренней зоны $r_{2\text{ВН}} = 5,15$
 радиус внутренней зоны $r_{2\text{ВНЗ}} = 6,2$

Зоны для молниеотводов 3-4

Расстояние между молниеотводами $L_{3-4} = 50$ м
 наименьшая высота внутренней зоны

$$h_{3\text{ВН}} = 22,525 - (0,17 + 0,0003 \cdot 26,5) \cdot (50 - 26,5) = 18,7$$

половина ширины внутренней зоны

$$r_{3\text{ВН}} = 27,7 \cdot \frac{18,7 - 17,5}{18,7} = 1,77$$

радиус внутренней зоны $r_{3\text{ВНЗ}} = 6,2$

Зоны для молниеотводов 4-5

Расстояние между молниеотводами $L_{4-5} = 32$ м

наименьшая высота внутренней зоны $h_{4\text{вн}} = 21,5$

половина ширины внутренней зоны $r_{4\text{вн}} = 5,15$

радиус внутренней зоны $r_{4\text{внз}} = 6, 2$

Зоны для молниеотводов 5-6

Расстояние между молниеотводами $L_{5-6} = 32$ м

наименьшая высота внутренней зоны $h_{5\text{вн}} = 21,5$

половина ширины внутренней зоны $r_{5\text{вн}} = 5,15$

радиус внутренней зоны $r_{5\text{внз}} = 6, 2$

Зоны для молниеотводов 6-7

Расстояние между молниеотводами $L_{6-7} = 50$ м

наименьшая высота внутренней зоны

$$h_{6\text{вн}} = 22,525 - (0,17 + 0,0003 \cdot 26,5) \cdot (50 - 26,5) = 18,7$$

половина ширины внутренней зоны

$$r_{6\text{вн}} = 27,7 \cdot \frac{18,7 - 17,5}{18,7} = 1,77$$

радиус внутренней зоны $r_{6\text{внз}} = 6, 2$

Зоны для молниеотводов 7-8

Расстояние между молниеотводами $L_{7-8} = 32$ м

наименьшая высота внутренней зоны $h_{7\text{вн}} = 21,5$

половина ширины внутренней зоны $r_{7\text{вн}} = 5,15$

радиус внутренней зоны $r_{7\text{внз}} = 6, 2$

Зоны для молниеотводов 8-9

Расстояние между молниеотводами $L_{8-9} = 32$ м

наименьшая высота внутренней зоны $h_{8\text{вн}} = 21,5$

радиус внутренней зоны $r_{8\text{внз}} = 6, 2$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Действующие устаревшие защиты на ОРУ 500 кВ

6.1.1 ВЛ Приморская ГРЭС – Дальневосточная

На присоединении ВЛ Приморская ГРЭС – Дальневосточная стоят следующие виды защит:

Таблица 40 – Виды защит на отходящей линии

Название защиты	Тип защиты	Дата наладки
Дифференциально-фазная защита	ДФЗ-503	1982
Дистанционная защита	ДЗ-503	1983
Резервные токовые защит	ПРЗ	1982
Ускорение защит	ПУЗ	1982
Устройство резервирования отказа выключателя	УРОВ-ДВ	1982

Кратко рассмотрим каждую из них. ДФЗ-503 представляет собой дифференциально-фазную высокочастотную защиту, предназначенную для применения как защита ЛЭП напряжением 330-500 кВ. В отдельных случаях и определенной доработки, данная защита может применяться и на напряжение 750 кВ. Защита является быстродействующей, срабатывает при всех видах коротких замыканий (КЗ) на защищаемой линии и не реагирует на качания в системе.

ДЗ-503 - Панель дистанционной защиты типа ДЗ-503 предназначена для защиты линий напряжением 330-500 кВ при междуфазных коротких замыканиях. Защита имеет три ступени. При помощи третьей ступени может быть осуществлено дальнейшее резервирование.

6.1.2 ВЛ Приморская ГРЭС – Чугуевка 2

На данной линии стоят следующие виды защит:

Таблица 41 – Защиты на ВЛ Чугуевка-2

Название защиты	Тип защиты	Дата наладки
Шкаф основной защиты	Бреслер 2704 МЦУ-500	2005
Шкаф 2 комплекта защиты и автоматики	В-72 REL 521*2,5-I МЦУ-500	2005
Шкаф 1 комплекта защиты и автоматики	В-81 REL 521*2,5-I МЦУ-500, п.64	2005

Как мы видим, вся защита проходила наладку в 2005 году, а плановая дата технического освидетельствования назначена на 1 квартал 2030, то есть защита в реконструкции не нуждается.

6.1.3 ВЛ Приморская ГРЭС – Хехцир 2

На отходящей линии стоят следующие виды защит:

Таблица 42 – Защиты на ВЛ Хехцир-2

Название защиты	Тип защиты	Дата наладки
Шкаф основной защиты	Бреслер 2704 МЦУ-500	2005
Шкаф 2 комплекта защиты и автоматики	В-72 REL 521*2,5-I МЦУ-500	2005
Шкаф 1 комплекта защиты и автоматики	В-81 REL 521*2,5-I МЦУ-500, п.64	2005

6.1.4 Защита шин 500 кВ

На шинах ОРУ 500 кВ стоит следующая защита:

Таблица 43 – Защита ошиновки 500 кВ

Название защиты	Тип защиты	Дата наладки
Дифференциальная защита ошиновки	ДЗО-7АТ МЦУ-500	1982
Дифференциальная защита ошиновки	ДЗО-8АТ МЦУ-500	1982
Дифференциальная защита ошиновки	ДЗО-9Т МЦУ-500	1982
Дифзащита шин	ДЗШ-I сш МЦУ-500	1982
Дифзащита шин	ДЗШ-II сш МЦУ-500	1982

Как мы видим, дата наладки защиты шин 1982 год, т.е. требуется реконструкция релейной защиты.

6.2 Основные типы защит трансформатора.

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. Согласно ПУЭ, требуются следующие защиты для трансформатора:

— Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

— Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

— Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее.

— Защита от перегрузки с действием на сигнал.

Выбираем в качестве защиты терминал «Бреслер 2704»

6.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала «Бреслер 2704»

Номинальный ток для трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}}, \quad (88)$$

Где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Н}}$ – номинальное напряжение на стороне N-ой ступени напряжения.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 280,26 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 627,55 \text{ А}$$

Когда номинальный ток начинает протекать в обмотках силового трансформатора на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме, который определяется следующим выражением:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}} \quad (89)$$

Где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации ТТ на стороне N-ой ступени напряжения;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}, I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи ТТ на стороне N-ой ступени напряжения.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{КТР.ТТ.ВН}} = \frac{200}{5} = 40$$

$$K_{\text{КТР.ТТ.СН}} = \frac{400}{5} = 80$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{280,26}{40} = 7 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.СН}} = \frac{627,55}{80} = 7,83 \text{ А}$$

Максимальный коэффициент выравнивания должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТ.Н}} \geq 5$$

А номинальный вторичный ток присоединения не менее 1 А и не более 10 А для вторичного тока 5 А.

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = 7 \text{ А Выбираем } 10 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.СН}} = 7,83 \text{ А Выбираем } 10 \text{ А}$$

6.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на базе терминала «Бреслер 2704»

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

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 показана на рисунке 22. Построена она в о.е., то есть токи приведены к базису.

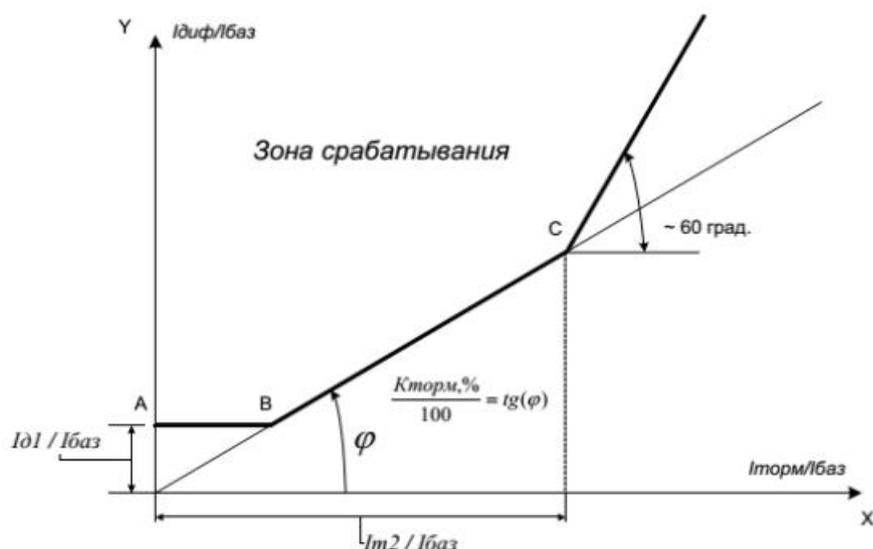


Рисунок 22 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

Таблица 44 - Уставки

Уставка	Значение
$\frac{I_{д1}}{I_{ном.ВН}}$	Минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания
$K_{торм, \%}$	Коэффициент торможения второго участка характеристики
$\frac{I_{Т2}}{I_{ном.ВН}}$	Точка второго излома характеристики.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А-В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $\frac{I_{Д1}}{I_{ном.ВН}}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С;

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $\frac{I_{Т2}}{I_{ном.ВН}}$;

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

Значение $\frac{I_{Д1}}{I_{ном.ВН}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (91)$$

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

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \quad (92)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^* \quad (93)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^* \quad (94)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^* \quad (95)$$

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

$k_{пер}$ – рекомендуется принимать 2,5 , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%.

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

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме (для ТТ класса 10P принимается значение 0,1, для 5P – 0,05).

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

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

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

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

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

$$I_{нб.расч} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U + f_{выр}) \cdot I^*_{расч} \quad (96)$$

$$I_{нб.расч} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,12 + 0,03) \cdot 0,28 = 0,1 \text{ о. е.}$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} \quad (97)$$

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot 0,1 = 0,95$$

Тогда относительный ток срабатывания равен:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,1 = 0,12$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т.}}} \quad (98)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{0,12}{0,95} = 12,63 \%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

6.5 Выбор уставок МТЗ

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

$$I_{\text{с.з.}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (98)$$

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

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

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

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

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 280 = 527,864 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 627,55 = 1255 \text{ А}$$

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

$$K_{ч} = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}}, \quad (100)$$

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

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

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

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

$$K_{\eta} = \frac{17,5 \cdot 10^3}{527,8} = 33,14 > 1,2$$

$$K_{\eta} = \frac{6,17 \cdot 10^3}{1255} = 4,91 > 1,5$$

6.6 Действующая система автоматизированного управления и сбора информации (АСУ ТП, ССПИ) на Приморской ГРЭС

Комплекс АСУ ТП ПримГРЭС представляет собой иерархическую, трехуровневую, распределительную систему, выполненную на базе оборудования General Electric. Нижний уровень системы построен на базе контроллеров присоединений и сетевых коммутаторов. В контроллеры заводится информация о измерениях, положении КА, срабатывании/неисправности РЗА присоединений ОРУ 500 кВ (в части ячеек 1-5 – заводится только информация о положении выключателей). В качестве среднего уровня системы используются концентраторы данных – стационарные контроллеры, сервер точного времени (Arbiter), сетевые коммутаторы. Контроллер осуществляет сбор информации по цифровым протоколам МЭК 60870-5-101/103/104, DNP 3.0, Modbus с устройств РЗА и ПА, а также контроллеров присоединений. Также D200 обеспечивает передачу в протоколах МЭК 60870-5-101/104 телемеханики на диспетчерские центры ОДУ Востока, Приморского РДУ, МЭС Востока. Верхний уровень системы устроен на базе серверов DELL и рабочих операторских станций DELL. В качестве системы отображения (SCADA) используется ПО PowerLink Advantage v.3.10. Питание АСУ ТП осуществляется от ЩПТ (для устройств

нижнего и среднего уровней) и ЩСН (устройства верхнего уровня). Шкафы АСУ ТП размещены в старой части МЩУ.

В АСУ ТП Приморской ГРЭС интегрированы устройства смежных систем, для получения информации об объекте, по цифровым протоколам:

- 1) Шкафы МКПА, по протоколу МЭК 60870-5-104;
- 2) Шкафы УПАЭ, по протоколу МЭК 60870-5-104;
- 3) Шкафы РЗА (на микропроцессорной базе), по протоколу SPABUS.

От АСУ ТП ПС информация передается в диспетчерские центры (ДЦ):

- 1) ДЦ ОДУ Восток: 2 канала по протоколу МЭК 60870-5-101 и 1 канал по протоколу МЭК 60870-5-104;
- 2) ДЦ Приморского РДУ: 2 канала по протоколу МЭК 60870-5-101;
- 3) ДЦ ГЦУС МЭС Востока: 1 канал по протоколу МЭК 60870-5-104.

6.7 Противоаварийная автоматика (ПА, РАС)

В настоящее время на приморской ГРЭС действует централизованный комплекс противоаварийной автоматики ЦКПА, состоящий из нескольких модулей - шкафов на базе микропроцессорного оборудования. Комплекс ПА контролирует состояние присоединений 500 кВ, получая аналоговые (величины токов, напряжения) и дискретные (информация о срабатывании защит и автоматики, а также положение коммутационных аппаратов) сигналы. Выходные цепи комплекса могут воздействовать как на цепи сигнализации (светодиодная индикация), так и на реле внешних устройств (управляющие воздействия). Управляющие органы комплекса ПА 500 кВ размещены в шкафах - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) и аппаратура контроля связи (АКС). Пусковые органы - шкафы противоаварийной автоматики (МКПА) и отключения генераторов (ШВОГ), размещены также в шкафах. Система ПА Приморской ГРЭС выполнена резервируемой – наряду с основным комплексом ЦКПА действуют резервирующие его комплексы АПНУ «Север» и АПНУ «Юг».

МАКПА выполняют различные функции, как системного характера, так и локального, применительно к конкретному присоединению:

Для получения достоверных данных по телеизмерениям (для контроля доаварийного режима), поступающих в цепи ПА ОРУ 500 кВ, в МЩУ установлен шкаф контроллеров ТИ и ТМ – SMART ПА.

Передача пусковых сигналов из сети 500 кВ и команд управления к объектам системы выполняется:

- 1) по ВЧ каналам с использованием аппаратуры ETL 581 на ВЛ 500 кВ и аппаратуры УПК-Ц по ВЛ 220 кВ;
- 2) по каналам ВОЛС с использованием аппаратуры FOX-515 с модулями TETBIT, NSD-570.

Питание шкафов ЦКПА организовано от щита постоянного тока. Регистрация аварийных событий и осциллографирование ОРУ 500 кВ выполнены на базе программно-технического комплекса Нева. Комплекс включает в себя несколько панелей – с контроллерами НЕВА производства НПФ «Энергосоюз» и измерительными преобразователями серии ЭП(Е) производства МНПП «Электроприбор»

7 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В условиях рыночной экономики любые действия, направленные на реконструкцию или монтаж нового оборудования влекут за собой материальные издержки, которые необходимо посчитать.

7.1 Расчет капиталовложений при реконструкции подстанции

Капиталовложения финансируются за счет следующих средств:

- собственных финансовых ресурсов;
- заемных средств;
- привлеченных средств;

При технико-экономическом расчете будем пользоваться укрупненными стоимостными показателями. Их легко использовать для оценки стоимости энергообъекта. УСП не учитывает налоги, а также стоимость оборудования, которое намного меньше стоимости всего объекта. В капитальные вложения на сооружение подстанций входит стоимость оборудования, необходимого для постройки подстанции – трансформаторов, выключателей, а также на установку и наладку противоаварийной автоматики.

Таблица 45 – Стоимость элегазового оборудования

Оборудование	Количество	К _{ТР} млн.руб.(цены 2021 г)	Стоимость, млн. руб.
500-SFMT-63E	6	3,5	21
SX 550	11	4	44
ТОГП-500 У2	6	0,38	2,28
НАМИ-500 УХЛ1	6	0,45	2,7
Σ			70

Необходимо учитывать также постоянную часть затрат. Они необходимы для подготовки и благоустройства территории, станции, системы оперативного тока, подъездные дороги и т.д. Принимается с учетом схемы объема реконструкции 1 млн. руб.

Тогда приближенные постоянные затраты будут равны:

$$K = 70 + 1 = 71 \text{ млн. р.}$$

7.2 Определение суммарных потерь в автотрансформаторах за исключением выведенного из работы

Во время работ по реконструкции один из АТ будет выведен из работы. Потери в трансформаторах обусловлены потерями холостого хода. Продолжительность использования наибольшей нагрузки примем 5000 ч. В итоге расчет потерь будет рассчитан по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \sum \frac{P_{\text{ЭФ}}^2 + Q_{\text{НЕСК}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot \frac{1}{n} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{год.час.}} \cdot n \quad (101)$$

$$DW_{\text{ТР}} = \sum \frac{400^2}{500^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 0,45 \cdot 5000 + 2 \cdot 0,018 \cdot 8760 = 1035,36 \text{ МВтч.}$$

7.3 Расчет издержек

Издержки можно рассчитать по формуле:

$$И = И_{\text{АМ}} + И_{\text{ЭКС}} \quad (102)$$

где $И_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$И_{\text{ЭКС}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

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

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции.

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

Амортизационные издержки рассчитаем по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (103)$$

$$I_{AM} = \frac{70}{25} = 2,8 \text{ млн. руб.}$$

$T_{СЛ}$ - срок службы нового оборудования.

Срок службы нового оборудования, составляет 25 лет.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{ЭКС} = K \cdot \alpha_{ЭКС.пс} \quad (104)$$

Где K - капиталовложения в реконструкцию

$\alpha_{ЭКС.пс}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию подстанции, ТР и ТО, %.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{ЭКС.пс} = 0,0121$

$$I_{ЭКС} = 70 \cdot 0,0121 = 0,9 \text{ млн. руб.}$$

$$И = 0,9 + 1,3 = 2,2 \text{ млн. р.}$$

7.4 Определение срока окупаемости

Издержки на собственные нужды подстанции найдем по формуле:

$$И_{\text{сн.пс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot \alpha_{\text{сн}} \cdot T_{\text{себ}}, \quad (105)$$

$$T_{\text{себ}} = 0,18 \text{ руб/кВт}\cdot\text{час},$$

Где $\alpha_{\text{сн}} = 0,002$ – коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции.

$W_{\text{пер}}$ – мощность, передаваемая подстанцией за год.

$T_{\text{себ}}$ – себестоимость 1 кВт электроэнергии.

Передаваемые мощности подстанцией за год определяется по формуле:

$$W_{\text{пер}} = 400 \cdot 8760 = 3504000 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Где $T_{\text{ч}}$ - число часов работы подстанции в год. $T_{\text{ч}} = 8760 \text{ ч.}$

Прочие расходы определяем по формуле:

$$И_{\text{пр}} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{\text{пр}}, \quad (106)$$

Где $\alpha_{\text{пр}}$ – коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($\alpha_{\text{пр}} = 0,01$.)

Тогда издержки на прочие нужды составят:

$$И_{\text{пр}} = 70 \cdot 0,01 = 0,7 \text{ млн. руб.}$$

Определим полный расход электроэнергии за год:

$$W_{\text{пол}} = W_{\text{пер}} - \Delta W_{\Sigma} \quad (107)$$

Где ΔW_{Σ} – суммарные потери в трансформаторе.

$$W_{\text{пол}} = 3504000 - 1035,36 = 3503 \cdot 10^3 \text{ МВтч.}$$

Дальнейшим действием определим простой срок окупаемости подстанции. Его можно определить по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}, \quad (108)$$

где K - капиталовложения;

$\Pi_{\text{ч}}$ -чистая прибыль;

$I_{\text{ам}}$ - амортизационные издержки.

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$\Pi_{\text{ч}} = O - I - H \quad (109)$$

где O -доход от полезного отпуска;

I -суммарные издержки;

H -налог на прибыль.

Налог на прибыль равен:

$$H = 0,2 \cdot (O - I), \quad (110)$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{\text{по}} \cdot T, \quad (111)$$

где $W_{\text{по}}$ - полезный отпуск;

T -средний тариф на передачу электроэнергии.

В данном случае-1660 руб /тыс.кВт*ч.

$$O = 1660 \cdot 3503000 = 2814 \text{ млн.руб.}$$

$$H = 0,2 \cdot (2814 - 2) = 562,8 \text{ млн. руб.}$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 2814 - 2 - 562 = 2250 \text{ млн.руб.}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{7000}{2250} = 3,1 \text{ лет}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС 500 кВ «Приморская ГРЭС»

Данный раздел предназначен для рассмотрения вопросов о безопасности работников при выполнении различных видов работ, экологичности проекта и пожарной безопасности.

8.1 Безопасность

В данной выпускной квалификационной работе будет производиться реконструкция подстанции, а именно, замена устаревшего оборудования, которое уже отработало свой срок службы. При выполнении работ по реконструкции на объекте будет выполняться следующий перечень работ:

- 1) Во время строительных работ на всех время будет выведены из работы автотрансформатор и ВЛ
- 2) Отключение ячеек, подлежащих реконструкции;
- 3) Демонтаж электротехнического оборудования;
- 4) Демонтаж ячейковых порталов;
- 5) Монтаж электротехнического оборудования;
- 6) Включение ячеек

При выполнении данных видов работ необходимо руководствоваться правилами и нормами ТБ.

Рассмотрим правила ТБ при отключении ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная». При отключении линии будут выполняться следующие технические мероприятия:

- 1) Отключение линии;
- 2) проверка отсутствия напряжения на линии, наложение заземления;
- 3) ограждение места производства работ и вывешивание разрешающих работу плакатов.

Рассмотрим перечень правил ТБ при заземлении линии:

1) При осуществлении пофазного ремонта воздушной линии заземлять провод отключенной фазы запрещается;

2) ВЛ напряжением выше 1кВ заземляются у всех секционирующих коммутационных аппаратов, где отключена линия;

3) Перед созданием разрыва электрической цепи на рабочем месте (рассоединение проводов, тросов, отключение секционирующего разъединителя) заземление накладывается по обе стороны разрыва.

При демонтаже электротехнического оборудования нужно следовать общим требованиям безопасности:

1) К демонтажу электрооборудования допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и специальное обучение с дальнейшей практической подготовкой. Данное лицо обязано также пройти: вводный и первичный инструктажи; инструктаж по противопожарной безопасности; повторный инструктаж на рабочем месте; внеплановый и целевой инструктажи; стажировку.

2) При самостоятельном демонтаже электрооборудования до 1 кВ работник должен иметь не ниже III группы по электробезопасности, свыше 1 кВ – не ниже IV;

3) В процессе работы монтажник должен сдать экзамен на знание правил технической эксплуатации электроустановок и правила ТБ при их эксплуатации

Во время выполнения работ по демонтажу работник обязан соблюдать следующие правила ТБ:

1) Выполнять только тот перечень работ, которая ему была поручена;

2) Следить за чистотой и порядком за своим временным рабочим местом в течение всего рабочего времени, не отвлекать от работы других участников;

3) Запрещается допускать на рабочее место лиц, которые не имеют никакого отношения к данной работе;

4) Перед демонтажом электрооборудования необходимо убедиться в отсутствии напряжения в сети не менее чем в двух местах. Убедиться в наличии плакатов «Не включать. Работают люди» на рубильник или ключ управления;

5) Для установки, подъема, снятия или транспортировки тяжелого электрооборудования и его узлов массой свыше 16 кг, необходимо воспользоваться исправным подъемно-транспортным оборудованием, которое соответствует необходимой грузоподъемности;

6) При работе с грузоподъемными механизмами рабочий должен выполнять требования по охране труда;

7) Мелкие узлы электрооборудования необходимо разбирать и собирать только на верстаках, а крупногабаритные – на специально подготовленных для этого рабочих столах или стендах, при этом должно обеспечиваться их устойчивое положение;

8) При проведении сварочных или паяльных работ работник должен находиться в специальных очках;

9) При выполнении работ должен присутствовать старший рабочий, который обязан согласовывать действия других участников работ.

При демонтаже портала следует соблюдать следующие правила ТБ и требования инструкции по охране труда:

1) Для исключения падения работника вместе с опорой до снятия проводов опору необходимо укрепить с трех-четырех сторон рогами или баграми. Если же опора укреплена приставками, то рабочий обязан перед выполнением работ проверить надежность крепления опоры к приставке.

2) Категорически запрещается развязывать провода одновременно на двух и более смежных опорах. Запрещено обрезать все провода на опоре с одной из сторон.

3) Провод на опоре следует развязывать постепенно, начиная с нижнего. Развязанный провод разрезается и опускается на землю. Работы следует проводить в защитных очках;

4) При спиливании опоры, необходимо с боков и со стороны спиливания поддерживать ее баграми или рогачами. При этом запрещается приближение посторонних лиц к месту работы на расстояние менее полуторной длины спиливаемой опоры.

8.2 Экологичность

Минеральное масло является наиболее распространенным видом диэлектрика в кабелях, выключателях устаревших образцов, силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Потенциальную опасность, которую может нанести масло для окружающей среды и человека, может быть его утечка. При появлении утечки масла требуется полная очистка загрязненного участка, что влечет за собой материальные затраты. Так, показателен случай в мировой практике, в США, штат Нью-Джерси, в котором случился разлив изолирующего масла. Данное событие привело к затратам в объеме сотен тысяч долларов на ликвидацию последствий разлива.

На подстанции практически все реконструируемое оборудование в качестве изолирующей среды использует элегаз – нетоксичный, невоспламеняющийся, бесцветный газ, который не разрушает озоновый слой. Однако, он нетоксичен лишь до момента соприкосновения с электрической дугой, при котором образуются токсичные побочные продукты. В присутствии влажности последствия такого соприкосновения будут еще более отягощающими. В результате воздействия побочных продуктов на организм человека возможно появление раздражения глаз, кожи, носа и горла, отек легких и другие повреждения. Подобную реакцию на организм вызывает и простое обслуживание элегазового оборудования при условии появления излишней влаги в камере аппарата. Для окружающей среды элегаз также может быть опасен: хоть он и не разрушает озоновый слой, является наиболее сильным парниковым газом, который задерживает тепло земли, оказывая влияние на климат.

Поэтому следует свести к минимуму попадание элегаза в атмосферу земли. Поэтому на новейшем элегазовом оборудовании находятся всевозможные датчики утечки и автоматизированные системы управления.

Поля промышленной частоты, которые генерируются оборудованием на рассматриваемой подстанции, также оказывают негативное влияние на здоровье человека и на окружающую среду. Долгое пребывание человека без индивидуальных средств защиты вблизи линии 500 кВ чревато появлением головных болей, общего недомогания, проблем со зрением. Поэтому, в соответствии с правилами безопасности в охранных зонах ЛЭП и СН № 2971-84 охранные зоны для каждого класса напряжения составляют:

Таблица 46 – Санитарные зоны ЛЭП

Напряжение линии, кВ	0,4	10	35	110	220-330	500	750
Безопасное расстояние от ЛЭП, м	2	10	15	20	25	30	40

Наша подстанция находится в отдалении от ближайшего населенного пункта – города Лучегоorsk, поэтому не оказывает влияние на него. Однако при реконструкции устаревшего оборудования рабочие будут находиться в непосредственной близости от работающих линий 500 кВ и силового оборудования, поэтому рабочие должны находиться в средствах индивидуальной защиты: комплекты индивидуальные экранирующие для работ на потенциале провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) и на потенциале земли в открытом распределительном устройстве и на ВЛ, а также съемные и переносные экранирующие устройства и плакаты безопасности.

8.3 Чрезвычайные ситуации

При аварийных и чрезвычайных ситуациях также разработаны положения ТБ. Например, при их возникновении рабочий обязан:

1) Немедленно прекратить работы и известить об этом непосредственного руководителя работ;

2) Под руководством руководителя работ принять меры по устранению причин аварий, либо по ликвидации ситуаций, которые могут к ним привести;

3) При возникновении очагов возгорания на объекте или задымления необходимо немедленно сообщить в пожарную охрану, оповестить других рабочих и поставить в известность руководителя работ;

4) При пожаре обесточить питание, открыть запасные выходы, закрыть окна и прикрыть двери. Необходимо приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения только в том случае, если исключен риск для жизни рабочего;

5) При невозможности самостоятельно потушить пожар, немедленно покинуть здание через запасный выход и находиться в зоне эвакуации;

6) На случай пожара на подстанции предусмотрена автоматическая система пожаротушения, включающая в себя насосную станцию и распределительный трубопровод.

Так как в силовом трансформаторе и автотрансформаторе в качестве диэлектрической среды используется масло, необходимо исключить его разлив для предотвращения распространения огня.

На ПС 500 кВ «Приморская ГРЭС» установлен автотрансформатор марки АДЦТН-250000/500/110 УХЛ1.

Таблица 47 – Параметры автотрансформатора для расчета маслоприемника

Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
	Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
77000	13800	7100	10850

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в пункте 4.2.69 ПУЭ:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 2 м при массе более 50 т.

2) Маслоприемник с отводом масла выполняется, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т (в нашем случае 77 т);

3) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор;

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными;

Определим длину и ширину маслоприемника исходя из формул:

$$A_{\text{мп}} = A_{\text{т}} + 2\Delta \quad (112)$$

$$B_{\text{мп}} = B_{\text{т}} + 2\Delta \quad (113)$$

Где $A_{\text{т}}$ – длина трансформатора, м;

$B_{\text{т}}$ – ширина трансформатора, м.

$$A_{\text{мп}} = 13,8 + 2 \cdot 2 = 17,8 \text{ м}$$

$$B_{\text{мп}} = 7,1 + 4 = 11,1 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{\text{мп}} = A_{\text{мп}} B_{\text{мп}} \quad (114)$$

$$S_{\text{мп}} = 17,8 \cdot 11,1 = 197,58 \text{ м}^2$$

Принимаем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. Конструкция маслоприемника с отводом масла, с учетом вышеперечисленных требований, приведена на рисунке 23.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (115)$$

Где $M_{\text{ТМ}}$ – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{\text{ТМ}}$ – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{\text{ТМ}} = (880 - 890)$ кг/м³).

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{77000}{890} = 86,51 \text{ м}^3$$

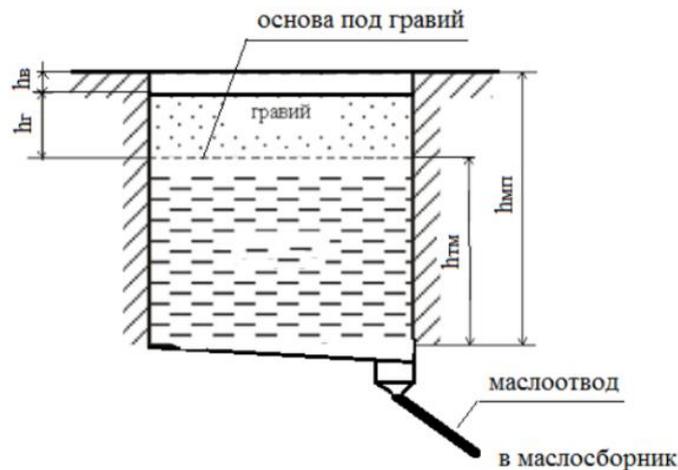


Рисунок 23 – Конструкция маслоприемника

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла равна:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}} \quad (116)$$

Где $h_{\text{В}}$ – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметкой ОРУ, м (не менее 75 мм) ;

$h_{\text{Гр}}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м);

h_{TM} – глубина маслоприемника для приема 100% масла, м;

Глубину маслоприемника рассчитываем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{TM}} \quad (117)$$

$$h_{TM} = \frac{86,51}{197,58} = 0,44 \text{ м}$$

$$h_{МП} = 0,44 + 0,25 + 0,075 = 0,765 \text{ м}$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{M.C.} \geq V_{TM} + V_{ВОДЫ} \quad (118)$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8It(S_{МП} + S_{БПТ}) \quad (119)$$

Где I – интенсивность пожаротушения, л/ (с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, с ($t = 30$ мин);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T) \quad (120)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 10,85 \cdot (13,8 + 7,1) = 453,53 \text{ м}^2$$

$$V_{ВОДЫ} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800(197,58 + 453,53) = 187,52 \text{ м}^3$$

$$V_{M.C.} \geq 86,51 + 187,52 = 274 \text{ м}^3$$

То есть наш маслоприемник должен быть объемом более 274 м^3 . Таким образом, мы рассчитали наш маслоприемник, который в случае возникновения Габариты маслоприемника имеют следующие значения: длина – $17,8 \text{ м}$; ширина – $11,1$; глубина – $0,765 \text{ м}$. Конструкция маслоприемника, с учетом всех требований представлена на рисунке 24.

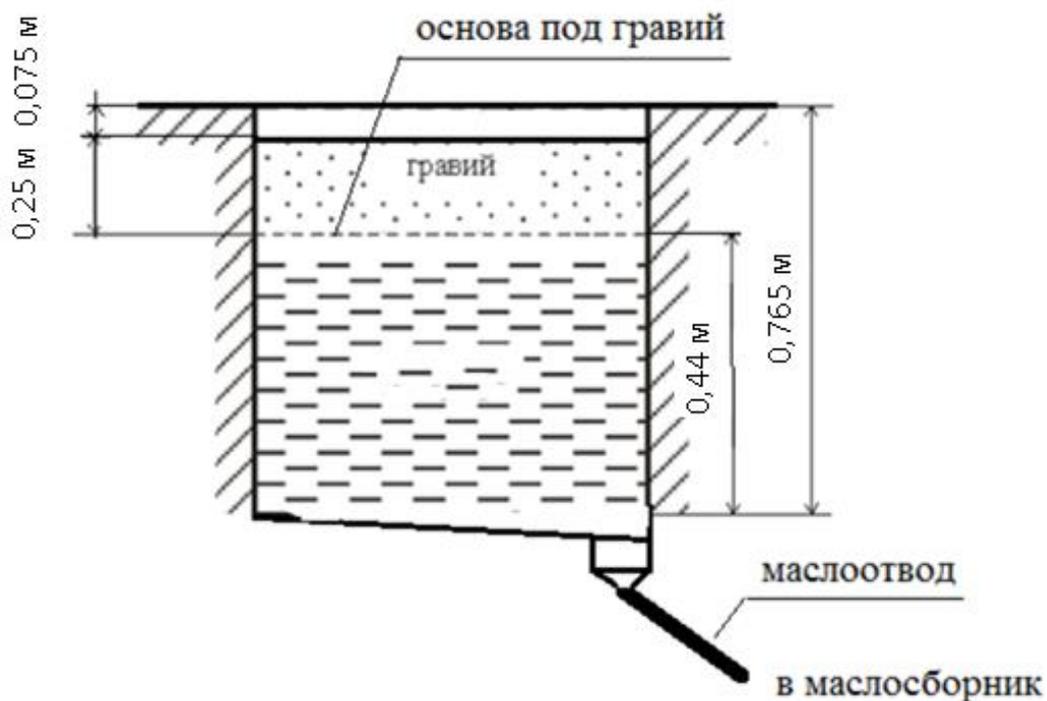


Рисунок 24 – схема маслоприемника

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы было выбрано силовое оборудование на открытом распределительном устройстве номинальным напряжением 500 кВ на Приморской ГРЭС, которое заменило собой морально устаревшее.

В работе решены следующие основные задачи:

- произведены выбор и проверка оборудования на реконструируемой ПС 500 кВ «Приморская ГРЭС»;
- произведен расчет молниезащиты реконструируемой ПС 500 кВ «Приморская ГРЭС» с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор устройств релейной защиты;
- произведен технико-экономический расчет.

Разработанный вариант реконструкции получился дешевым, надежным, и самое главное, технически современным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 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.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика./ Белов Н.В. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014. – 91 с.
- 4 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен впервые ; введ. 2014-01-07. – Москва : федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.
- 5 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М. : ЭНАС, 2012. – 142 с.
- 6 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.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013. – 153 с.
- 8 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013– М.: ЭНАС, 2013. – 31 с.
- 9 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 118 с.
- 10 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012. – ФСК ЕЭС, 2012 г. – 56 с.

11 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2017. – ФСК ЕЭС, 2017 г. – 241 с.

12 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, СТО 29.240.01.221-2016. – ФСК ЕЭС, 2016 г. – 412 с.

13 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

14 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

15 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

16 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

17 Трансформаторы и автотрансформаторы 220-750 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013. – НТЦ Мехатроника, 2013 г. – 201 с.

18 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-> 13.04.2021.

19 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://samelectrik.ru/chto-takoe-elegazovuj-vyklyuchatel.html> - 14.04.2021.

20 Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://elektri4estwo.ru/elektrooborydovanie/22-elegazovii-viklyuchatel.html> - 18.04.2021.

21 Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://electrik.info/main/school/1147-raschet-tokov-kz.html> - 19.04.2021.

22 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://pue8.ru/elektrotehnik/1-raschet-tokov-kz.html> - 22.04.2021.

23 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://www.ruscable.ru/info/pue/1-4.html> - 28.04.2021.

24 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://tech.wikireading.ru/1730> - 01.05.2021.

25 Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах [электронный ресурс]– Режим доступа: <https://tech.wikireading.ru/1728>- 04.05.2021.

26 Официальный сайт ООО «Zandz» [электронный ресурс]. – Режим доступа: https://zandz.com/ru/raschet_zazemleniya/ - 08.05.2021.

27 Расчет заземления [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kalk.pro/electricity/earthing/> -10 .05.2021.

28 Официальный сайт ООО «Техносфера» [электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ivtechno.ru/raschet_2 - 11.05.2021.

29 Федеральный закон от 29 июля 1998 г. N 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации» с изменениями за 31 марта 2020 г.

30 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. - М. : Энергоатомиздат, 2011.- 368 с