

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

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция переключательного пункта Партизанск напряжением 220 кВ в связи с подключением объектов по производству электрической энергии ПАО «РусГидро» в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 142-об1

(подпись, дата)

С.А. Вехов

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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
« ____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Вехова Сергея Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция переключательного пункта Партизанск напряжением 220 кВ в связи с подключением объектов по производству электрической энергии ПАО «РусГидро» в Приморском крае

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района реконструкции ПП 220 кВ Партизанск. 2. Основные технические решения 3. Выбор и обоснование технических решений по компоновке ПП и выполнению РУ. 3. Расчёт токов короткого замыкания. 4. Выбор и проверка оборудования. 5. Организация заземления и молниезащиты ПП 220 кВ Партизанск при реконструкции. 6. Расчет экономической эффективности реконструкции ПП 220 кВ Партизанск. 7. Релейная защита и автоматика. 8. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема Подключения ПП 220 кВ Партизанск к сети. 2. Однолинейная схема ПП 220 кВ Партизанск. 3. План ПП 220 кВ Партизанск. 4. Разрезы ОРУ 220 кВ ПП 220 кВ Партизанск. 5. Заземление ПП 220 кВ Партизанск. 6. Молниезащита ПП 220 кВ Партизанск. 7. Схема защит Ошиновки АТ-1 и АТ-2 на ПП 220 кВ Партизанск

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Алла Георгиевна Ротачева, доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 120 с., 14 рисунков, 17 таблиц, 31 источник, 1 приложение.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, КЛИМАТ, ЗЕМЕЛЬНЫЙ УЧАСТОК, ПОДСТАНЦИЯ, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, НАГРУЗКА, МОЩНОСТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ШУМ.

Актуальность темы данной выпускной квалификационной работы обусловлена стремительным увеличением электрических нагрузок, что требует постоянной модернизации и реконструкции существующих систем для предотвращения снижения надежности электроснабжения потребителей.

Цель работы заключается в разработке варианта реконструкции подстанции 220 кВ Партизанск в Приморском крае, который будет соответствовать требованиям надежности, экономической эффективности, безопасности эксплуатации и экологическим стандартам.

Результатом работы станет реконструированный переключательный пункт, который будет соответствовать современным требованиям и обеспечивать надежное электроснабжение для потребителей в Приморском крае.

Новизна ВКР заключается в выборе оптимального варианта реконструкции, основанного на современных методах реконструкции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика реконструируемого ПП 220 кВ Партизанск	9
1.1 Характеристика ПП 220 кВ Партизанск до реконструкции	9
2 Выбор вариантов реконструкции ПП	13
2.1 Краткое описание существующего ПП	13
2.2 Выбор варианта схемы РУ 220 кВ	14
2.3 Выбор исполнения РУ 220 кВ	17
2.4 Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)	20
2.5 Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) 6кВ	21
2.6 Этапы реконструкции ПП 220 кВ Партизанск	22
3 Расчёт токов короткого замыкания	27
3.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ	27
3.2 Расчет токов короткого замыкания	27
4 Выбор и проверка оборудования на ПП	32
4.1 Выбор выключателей и проверка	32
4.2 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ	36
4.3 Выбор трансформаторов тока	37
4.4 Выбор трансформаторов напряжения	41
4.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	43
4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд	50
4.7 Решения по организации оперативного постоянного тока	55
5 Организация заземления и молниезащиты ПП 220 кВ Партизанск при реконструкции	60
5.1 Заземление подстанции	60
5.2 Молниезащита ПП	65

6	Расчет экономической эффективности реконструкции ПП	
	220 кВ Партизанск	69
6.1	Капитальные затраты в сооружение ПП	69
6.2	Расчет амортизационных отчислений	70
6.3	Расчет эксплуатационных издержек	71
6.4	Оценка экономической эффективности	72
7	Релейная защита и автоматика	76
7.1	Общие положения по выполнению РЗА	76
7.2	РЗА ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск	78
7.3	Перемишка между проектируемым ОРУ 220 кВ и существующим ОРУ 220 кВ	79
7.4	Шиносоединительный выключатель 220 кВ	80
7.5	РЗА присоединений КРУН 6 кВ	80
7.6	Ошиновка 220 кВ АТ-1	85
7.7	Ошиновка 220 кВ АТ-2	89
7.8	Противоаварийная автоматика	91
7.9	Регистратор аварийных событий	93
7.10	Определение места повреждения	94
8	Безопасность и экологичность	96
8.1	Безопасность	96
8.2	Экологичность	107
8.3	Чрезвычайная ситуация	111
	Заключение	116
	Библиографический список	117
	Приложение А	121

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ВН – высшее напряжение;

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МП – микропроцессорный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПП – переключательный пункт;

ПС – подстанция;

РАС – регистратор аварийных событий;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;

СОПТ – система оперативного постоянного тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

ШСВ – шиносоединительный выключатель.

ВВЕДЕНИЕ

Тема ВКР «Реконструкция переключательного пункта Партизанск напряжением 220 кВ в связи с подключением объектов по производству электрической энергии ПАО «РусГидро» в Приморском крае» выбрана по причине необходимости обеспечения бесперебойной выдачи мощности Партизанской ГРЭС в сеть 220 кВ Приморского Края, а так же для обеспечения повышения надежности электроснабжения.

Актуальность ВКР заключается в том, что современная электроэнергетическая система сталкивается с серьезными вызовами, связанными с быстрым увеличением электрической нагрузки. Это явление, обусловленное социально-экономическими факторами, оказывает существенное влияние на функционирование существующей электросетевой инфраструктуры, решение поставленных задач позволит разработать вариант реконструкции ПП 220 кВ Партизанск.

Новизна ВКР заключается в разработке нового варианта по реконструкции ПП 220 кВ Партизанск для обеспечения повышения надежности схемы выдачи мощности ПП 220 кВ Партизанск в сеть 220 кВ в Приморском крае.

В качестве объекта исследования выбрана электрическая сеть в районе размещения ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС в приморском крае.

Цель ВКР заключается в выборе оптимального варианта реконструкции ПП 220 кВ Партизанск для увеличения надежности электроснабжения потребителей в Приморском крае.

В задачи настоящей ВКР входят:

- анализ характеристики района реконструкции ПП 220 кВ Партизанск;
- разработка вариантов реконструкции и принятие основных технических решений;
- расчет токов короткого замыкания для проверки и выбора оборудования;

- произвести выбор оборудования на реконструируемой подстанции;
- осуществить расчет заземления и молниезащиты;
- оценить инвестиционную привлекательность принятого варианта реконструкции сети.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются, как лицензионные, так и находящиеся в свободном доступе программные комплексы: Операционная система MS Windows 10 Education, Mathcad Education – University Edition, LibreOffice, Яндекс браузер.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на 7 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО ПП 220 КВ ПАРТИЗАНСК

Данный раздел содержит сведения касающиеся характеристики района реконструкции ПП для дальнейшего использования при выборе оборудования, также дает общую информацию, касающуюся географического положения объекта реконструкции.

1.1 Характеристика ПП 220 кВ Партизанск до реконструкции

Действующий ПП 220 кВ Партизанск начал свою работу в 2007 году и служит для подключения к сети 220 кВ Партизанской ГРЭС.

В связи с тем, что на территории действующего земельного участка под ПП 220 кВ Партизанск нет свободных площадей, планируется выделение нового земельного участка, на котором будет расположено всё необходимое оборудование, а также все здания и сооружения. В то же время на текущем ПП 220 кВ Партизанск запланирован полный демонтаж всего оборудования, всех зданий и сооружений.

Площадь участка, занимающего 25,0 гектаров, находится в жилой зоне южной части Партизанского городского округа Приморского края, частично охватывая квартал Лозовой. Северная часть данной территории ранее использовалась под садовые участки. Данный участок предназначен для установки проектируемых линий электропередачи и электрической подстанции. Он пересекает Энергетическую улицу в двух местах, а также несколько грунтовых дорог, действующие линии электропередачи и теплотрассы. Часть участка располагается на территории Партизанской ГРЭС, в зоне открытого распределительного устройства (ОРУ).

Наиболее близкие к исследуемому объекту жилые комплексы находятся: на северо-западе, на расстоянии 120 метров – многоквартирный дом малой

этажности, а на юго-востоке, в 320 метрах – еще один многоквартирный дом малой этажности.

1.1.1 Климатическая характеристика ПП 220 кВ Партизанск

Климат, в котором находится ПП характеризуется континентальными условиями с муссонной атмосферной циркуляцией, которая проявляется в четкой сезонной смене преобладающих воздушных масс. Эти массы формируются как над Азиатским континентом, так и над водами Тихого океана. В зимний период здесь доминируют холодные и сухие воздушные массы, которые приходят из области Азиатского антициклона, перемещаясь на север и северо-запад. Летние месяцы приносят более прохладный воздух, который поступает с направлений Охотского и Японского морей.

Обобщенные климатические характеристики исследуемой территории, основанные на информации метеорологической станции Партизанск, можно найти в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Обобщенные климатические характеристики исследуемого региона, основанные на данных метеорологической станции Партизанск.

Климатический параметр	Значение
1	2
Климатические параметры холодного периода	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью, °С	-23
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-29,9
Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (январь), °С	-12,8
Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь), °С	-24,0
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	9,5

Продолжение таблицы 1.1

1	2
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	53
Количество осадков за ноябрь – март, мм	129
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	С
Климатические параметры теплого периода	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	23
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	26
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	38
Средняя максимальная температуры воздуха наиболее теплого месяца (июль), °С	31,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	83
Суточный максимум осадков, мм	192,3
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	687
Преобладающее направление ветра за июнь-август	Ю
Расчетная максимальная толщина стенки гололеда b (превышаемая один раз в 25 лет) на элементах кругового сечения диаметром 10 мм, расположенных на высоте 10 м над поверхностью земли, мм	17,6
Расчетная максимальная ветровая нагрузка при гололедно-изморозевых отложениях превышаемая в среднем 1 раз в 25 лет на проводе диаметром 10 мм с высотой подвеса 10 м над поверхностью земли, кгс/м	0,24
Среднегодовая продолжительность гроз (ч)	21
Район по степени пляски проводов	умеренный

Рельеф данной местности характеризуется среднегорной и местами низкогорной структурой. Основной орографической единицей является водораздельный хребет, который разделяет реки Сучана (приток Партизанской) и Судзухе - Тачин-Гуань. Высота этого хребта достигает 1337 метров на горе Высокой, 1488 метров на горе Синей и 1561 метра на горе Лысой. От данного

хребта отходят отроги, которые служат водоразделами для притоков указанных рек. Высоты этих отрогов, как правило, превышают 1000 метров. Левый берег реки Судзухе также представляет собой сильно расчленённое среднегорье, где абсолютные высоты достигают 1105 метров на горе Барачной. Угол наклона склонов варьируется от 20 до 35 градусов. На правом берегу реки Сучана наблюдается низкогорье, которое постепенно поднимается на западе до высот в диапазоне 600-800 метров, с отдельными вершинами, достигающими 1240 метров на горе Чантинэа.

Место находится на водораздельной области между реками Олений и Кабаний Ключ, которые являются правыми притоками реки Партизанская (река Сучан).

Опасными гидрометеорологическими процессами в пределах реконструируемого объекта являются:

- сильный дождь, ливни (по всей территории изысканий);
- наводнение (только на участках пересечения трасс ВЛ с постоянными водотоками);
- гололед (по всей территории изысканий).

2 ВЫБОР ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ПП

Данный раздел содержит сведения касающиеся выбора направления реконструкции, принятия электротехнических решений, которые будут влиять на дальнейшее направление в реконструкции ПП 220 кВ Партизанск.

2.1 Краткое описание существующего ПП

ПП 220 кВ Партизанск введен в эксплуатацию в 2007 году и обеспечивает подключение к сети 220 кВ Партизанской ГРЭС.

В настоящее время на ПП в эксплуатации находятся следующее основное оборудование и сооружения:

- ОРУ 220 кВ выполненное по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов»;

- КТПН 6/0,4 кВ с сухими ТСН-1 и ТСН-2 типа ТСЗ-100/10 УХЛЗ, мощностью 100 кВА, напряжением 6/0,4 кВ

- Дизель генераторная установка типа Olympian GER22-2 22кВ, мощностью 22 кВА (17,6 кВт), напряжением 0,4 кВ.

- Здание ОПУ, в котором размещены панели управления, релейная защита и автоматика, щит собственных нужд подстанции, щит постоянного тока, аккумуляторная батарея, устройства связи и вспомогательные помещения.

К ОРУ 220 кВ подключены:

- ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 - Партизанск;

- ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск;

- ошиновка к АТ-1 Партизанской ГРЭС;

- ошиновка к АТ-2 Партизанской ГРЭС.

К КТПН 6/0,4 кВ подключены:

- КВЛ 6 кВ Ф-6 кВ Насосная;

- КВЛ 6 кВ Ф-6 кВ 4 участок;

Вид обслуживания – постоянный дежурный персонал.

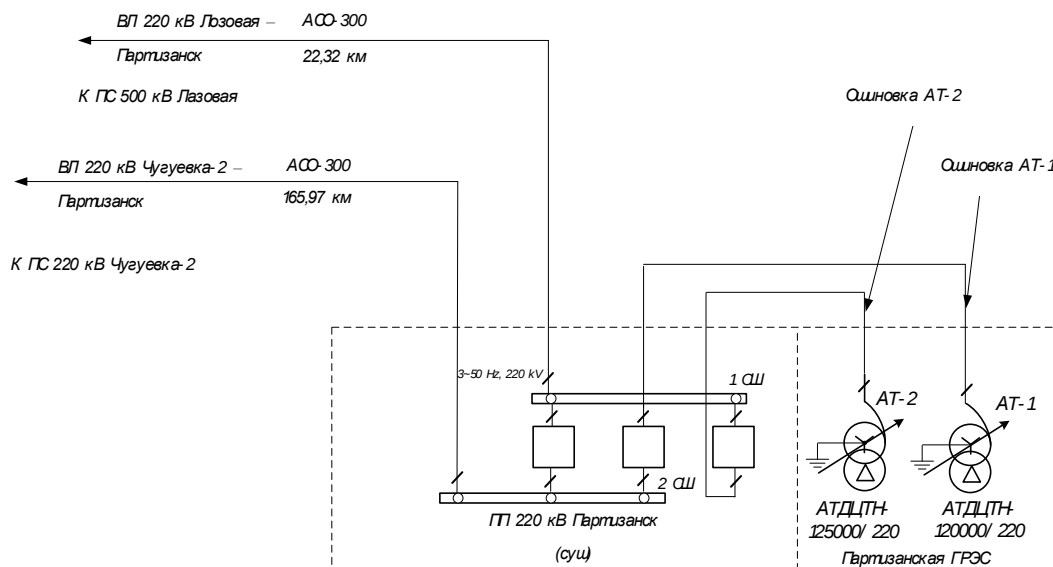


Рисунок 2.1 – Однолинейная схема существующего ПП 220 кВ
Партизанск

2.2 Выбор варианта схемы РУ 220 кВ

Открытые распределительные устройства являются важным элементом электрических сетей, обеспечивающим распределение электроэнергии от подстанций к потребителям. Выбор схемы ОРУ 220 кВ требует учета множества факторов, включая надежность, экономичность, безопасность и удобство эксплуатации. В данном разделе рассматриваются основные аспекты выбора схемы ОРУ 220 кВ.

При выборе схемы ОРУ 220 кВ необходимо учитывать следующие факторы:

- Надежность. Надежность схемы является одним из ключевых факторов. Необходимо оценить вероятность отключения и последствия для потребителей. Выбор схемы с резервированием и возможностью быстрого переключения может существенно повысить надежность.
- Экономичность. Экономические аспекты включают первоначальные затраты на оборудование, монтаж и эксплуатацию. Необходимо провести анализ жизненного цикла оборудования, учитывая затраты на обслуживание и ремонт.

– Безопасность. Безопасность эксплуатации ОРУ также играет важную роль. Необходимо учитывать риски, связанные с электрическими ударами, короткими замыканиями и другими аварийными ситуациями.

– Удобство эксплуатации. Удобство эксплуатации включает в себя легкость доступа к оборудованию для обслуживания и ремонта, а также простоту управления и мониторинга.

На рисунках 2.2 и 2.3 показаны возможные варианты реконструкции ПП 220 кВ Партизанск.

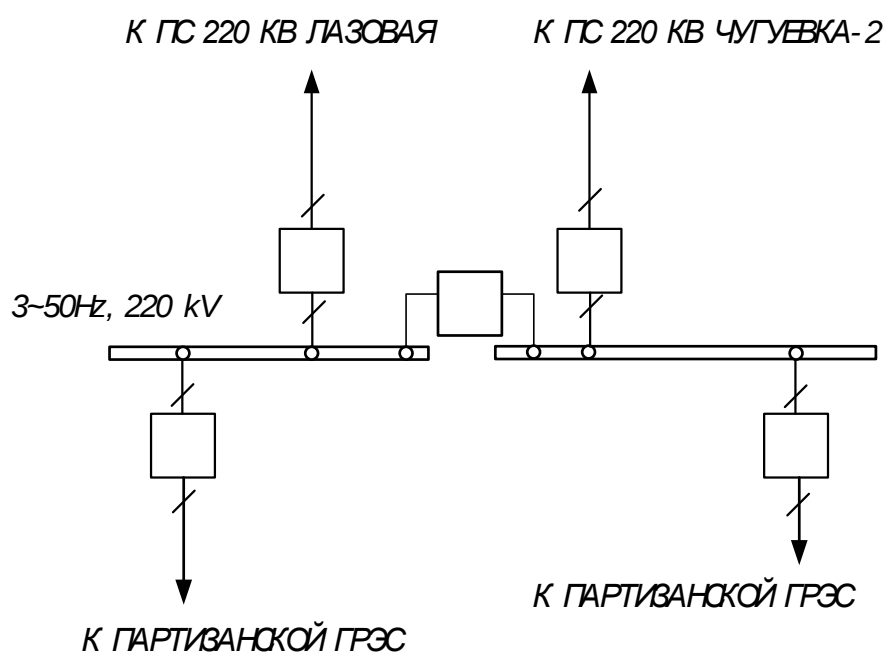


Рисунок 2.2 – Однолинейная схема Варианта 1 реконструкции по схеме № 220-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин

Схема № 220-9 представляет собой одну из распространенных конфигураций ОРУ.

Схема № 220-9 обладает рядом преимуществ, которые делают ее привлекательной для использования в распределительных устройствах:

– Высокая надежность. Секционирование системы шин позволяет проводить обслуживание без отключения всей подстанции, что повышает общую надежность электроснабжения;

– Простота эксплуатации. Схема проста в управлении и эксплуатации;

– Экономичность. Сравнительно низкие первоначальные затраты на оборудование и монтаж делают эту схему экономически выгодной.

Несмотря на свои преимущества, схема № 220-9 имеет и определенные недостатки:

– Ограниченная гибкость. Схема с одной рабочей системой шин может ограничивать возможности по подключению дополнительных линий или оборудования, что может быть проблемой при увеличении нагрузки;

– Риск отключения. При выходе из строя выключателя или другой ключевого элемента, вся ПП может оказаться отключенной, что снижает надежность в сравнении с более сложными схемами.

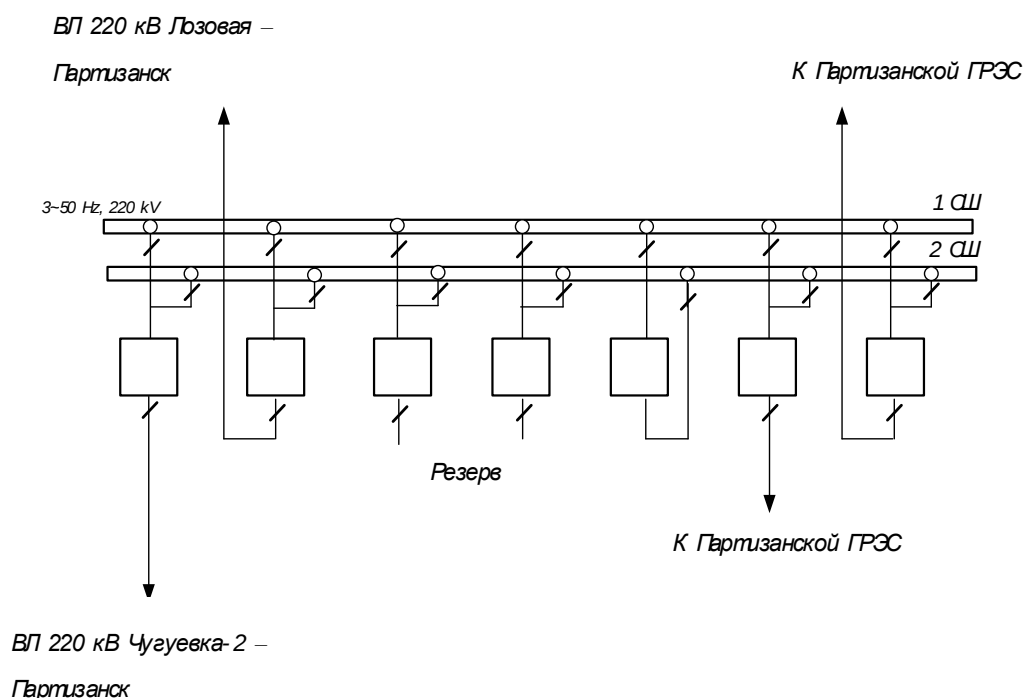


Рисунок 2.3 – Однолинейная схема Варианта 2 реконструкции по схеме № 220-13 Две рабочие системы шин

Схема № 220-13 включает в себя две рабочие системы шин, которые могут работать параллельно. Это позволяет обеспечить высокую степень надежности и возможность обслуживания одной из систем без отключения всей подстанции.

Схема № 220-13 обладает рядом преимуществ:

- Высокая надежность. Наличие двух рабочих систем шин позволяет избежать отключения всей подстанции при проведении работ на одной из систем, что значительно повышает надежность электроснабжения;

- Гибкость. Схема позволяет легко подключать дополнительные линии и оборудование, что делает ее более гибкой в условиях изменяющихся нагрузок;

- Повышенная безопасность. Возможность отключить одну из систем для обслуживания снижает риски для персонала и оборудования.

Несмотря на свои преимущества, схема № 220-13 имеет и некоторые недостатки:

- Сложность реконструкции. Проектирование и монтаж схемы с двумя рабочими системами шин требуют более сложных расчетов и планирования.

- Высокие первоначальные затраты. Сравнительно более высокие затраты на оборудование и монтаж.

Вывод. В связи с тем что на территории Приморского края наблюдается благоприятная экономическая обстановка, а так же с учетом того что ПП 220 кВ Партизанск проектируется под повышение надежности схемы выдачи мощности Партизанской ГРЭС в сеть 220 кВ, принято решение о строительстве РУ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» с установкой семи выключателей 220 кВ для обеспечения дальнейшего резерва при реконструкции прилегающих сетей 220 кВ.

2.3 Выбор исполнения РУ 220 кВ

В качестве возможных вариантов реконструкции ПП 220 кВ Партизанск рассматривается:

Вариант 1. Строительство ОРУ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» с установкой семи выключателей 220 кВ;

Вариант 2. Строительство КРУЭ 220 кВ с установкой в нем оборудования КРУЭ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» с установкой семи выключателей 220 кВ.

Проведем обоснование выбора типа исполнения распределительного устройства ПП 220 кВ Партизанск.

$$Z_i = K + I \left[\frac{(1 + E_{н.п.})^n - 1}{E_{н.п.} \cdot (1 + E_{н.п.})^n} \right]; \quad (2.1)$$

где Z_i – дисконтированные затраты, млн. руб. в ценах 2000 г.;

K – капитальные вложения, млн. руб. в ценах 2000 г.;

I – ежегодные издержки, млн. руб. в ценах 2000 г.;

n – расчетный период времени, лет. Расчетный период времени составляет 30 лет;

$E_{н.п.}$ – ставка дисконтирования, %.

Исходя из прогнозируемого размера инфляции 4%, ставка дисконтирования составляет 6%.

Капитальные вложения и дисконтированные затраты рассчитываются только в части решений, отличающихся по двум вариантам. Условно принимаем что постоянные затраты по двум вариантам существенно не отличаются и при сравнении вариантов ими можно пренебречь.

Капитальные вложения по варианту 1 состоят из затрат на сооружение ОРУ 220 кВ. Стоимость ячейки выключателя включает: оборудование; релейная защита, кабели, панели в ОПУ; ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы.

Капитальные вложения по варианту 2 состоят из затрат на сооружение КРУЭ 220 кВ. Стоимость ячейки выключателя включает: оборудование; релейная защита, кабели, панели в ОПУ; ошиновка, порталы, строительные и монтажные работы.

Ежегодные издержки определяются по формуле:

$$I = I_{рем} + I_{обсл}; \quad (2.2)$$

где $I_{\text{рем}}$ – ежегодные затраты на ремонт, млн. руб. в ценах 2000 г.;

$I_{\text{обсл}}$ – ежегодные затраты на обслуживание, млн. руб. в ценах 2000 г.

Ежегодные затраты на ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{рем}} = K \cdot \kappa_{\text{рем}}; \quad (2.3)$$

где $\kappa_{\text{рем}}$ – коэффициент отчислений на ремонт, %, коэффициент отчислений на ремонт для РУ 220 кВ составляет 2,9 %.

Ежегодные затраты на обслуживание определяются по формуле:

$$I_{\text{рем}} = K \cdot \kappa_{\text{обсл}}; \quad (2.4)$$

где $\kappa_{\text{обсл}}$ – коэффициент отчислений на обслуживание, %, коэффициент отчислений на обслуживание составляет 2 %.

Результаты расчетов экономических показателей по формулам (2.1) – (2.4) приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – результат экономического сравнения

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	2	3
Капитальные вложения на сооружение РУ 220 кВ в полном объеме, млн. руб. в ценах 2000 г.	$7 \cdot 14.698 = 102.886$	$7 \cdot 21.096 = 147.672$

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
Ежегодные затраты на ремонт по (3), млн. руб. в ценах 2000 г.	$102,886 \cdot 0.029 = 2.9837$	$147,672 \cdot 0.029 = 4.2825$
Ежегодные затраты на обслуживание по (4), млн. руб. в ценах 2000 г.	$102,886 \cdot 0.02 = 2.0577$	$147,672 \cdot 0.02 = 2.9534$
Ежегодные издержки по (2), млн. руб. в ценах 2000 г.	$2,9837 + 2,0577 = 5.0414$	$4,2825 + 2,9534 = 7.2359$
Дисконтированные затраты по (1), млн. руб. в ценах 2000 г.	$II.1 + II.4 \cdot \left[\frac{(1 + 0,06)^{30} - 1}{0,06 \cdot (1 + 0,06)^{30}} \right] =$ $= 172,28$	$II.1 + II.4 \cdot \left[\frac{(1 + 0,06)^{30} - 1}{0,06 \cdot (1 + 0,06)^{30}} \right] =$ $= 247,27$

В соответствии с выполненными расчетами капитальные затраты по варианту 2 превосходят затраты по варианту 1 на 44 млн. руб. (в ценах 2000 г.), что составляет 44,79%, дисконтированные затраты по варианту 2 превосходят затраты по варианту 1 на 75 млн. руб. (в ценах 2000 г.), что составляет 43.53%.

Таким образом, Вариант №1 (с ОРУ 220 кВ) является более экономически выгодным в сравнении с Вариантом №2 (с КРУЭ 220 кВ) и предлагается к согласованию для дальнейшего реконструкции.

2.4 Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ)

К рассмотрению предлагается здание ОПУ блочно-модульной конструкции, заводского изготовления комплектной поставки с выполненной внутренней отделкой помещений и оснащенное инженерными системами с размерами в осях 46,20х12,50м. Блочно-модульное здание поставляются заводом изготовителем с выполненной внутренней отделкой помещений.

Оперативное обслуживание ПП высшим классом напряжения 220 кВ и ниже без постоянного оперативного персонала (силами ОВБ или дежурством на дому) возможно в случае обеспечения следующих критериев:

- время прибытия на ПП оперативного персонала (а при необходимости – и контролирующего) не более 40 минут;
- состав ОВБ обеспечивает выполнение операций на всех ПП(концах ЛЭП) одновременно;
- в полном объеме выполнены существующие требования ОАО «СО ЕЭС» к организации обмена технологической информацией между ДЦ и ПП:
- ПП не является распределительным устройством для электростанции при присоединении к объекту генерирующего оборудования, отнесенного к объектам диспетчеризации, установленной мощностью 25 МВт и более.

ПП 220 кВ Партизанск не отвечает указанным критериям по двум пунктам:

1. ПП 220 кВ Партизанск является единственным (не резервируемым) элементом СВМ Партизанской ГРЭС по стороне 220 кВ.
2. Время прибытия оперативно-выездной бригады, размещенной на ПС 500 кВ Лозовая (31 км) составляет 40 минут и более, в зависимости от дорожной ситуации.

Согласно ПТФ из-за вышеуказанных пунктов, проектом предлагается сохранение вида обслуживания ПП 220 кВ Партизанск – с постоянным дежурным персоналом, в количестве 1 дежурного круглосуточно (4 человека посменно).

2.5 Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН) 6кВ

В соответствии с обоснованиями, приведенными в разделе 2.2 «Выбор варианта реконструкции» в качестве основного варианта реконструкции к дальнейшему проектированию принят вариант №1 с ОРУ 220 кВ.

При реконструкции ПП 220 кВ Партизанск предусматривается:

- сооружение открытого распределительного устройства (ОРУ-220 кВ) по типовой схеме №220-13 «Схема с двумя системами сборных шин»;

- в здании ОПУ установка КРУ 6 кВ по схеме № 6-1 «Одна секционированная выключателем система шин» для 1С 6 и 2С 6 и по схеме «Одна секция шин» для 3С 6;

- на открытой части ПП установка двух силовых масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, напряжением 6/0,4 кВ с ПБВ, мощностью 250 кВА каждый и одного силового масляного трансформатора собственных нужд ТСН-3, напряжением 6/0,4 кВ с ПБВ, мощностью 100 кВА;

Принципиальная электрическая схема варианта ПП приведена на чертеже графической части ВКР.

2.6 Этапы реконструкции

На 1 этапе реконструкции планируется:

- На новом земельном участке сооружение нового ПП 220 кВ с установкой всего оборудования, строительства всех зданий и сооружений в полном объеме;

- Подключение новых ЛЭП 6 кВ к новому КРУН 6 кВ. Ввод в работу новых КРУН 6 кВ, ТСН-1, ТСН-2 и ЩСН 0,4 кВ;

- Отключение ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск от существующего ПП 220 кВ;

- Подключение ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск к новому ПП 220 кВ. Ввод в работу нового ОРУ 220 кВ;

- Выполнение перемычки 220 кВ между ОРУ 220 кВ существующего ПП 220 кВ и нового ПП 220 кВ.

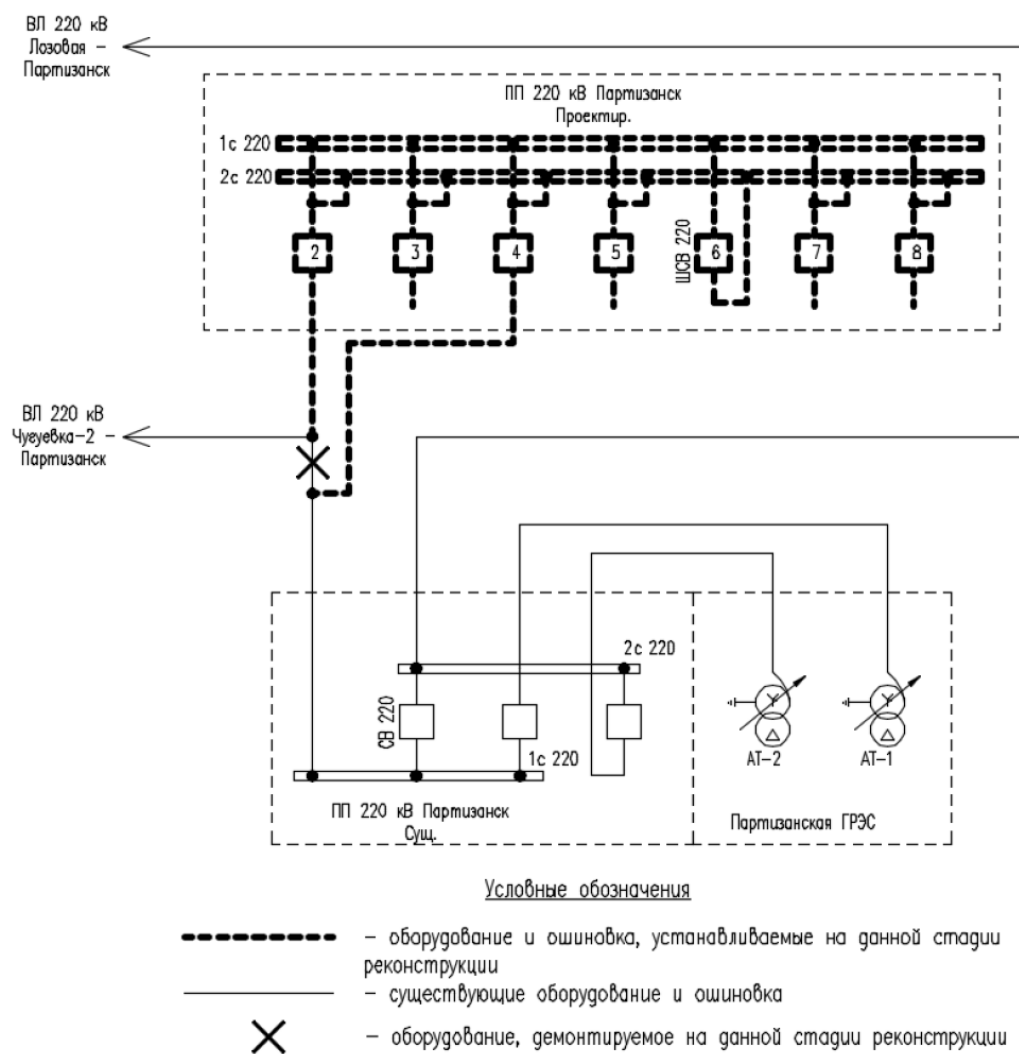
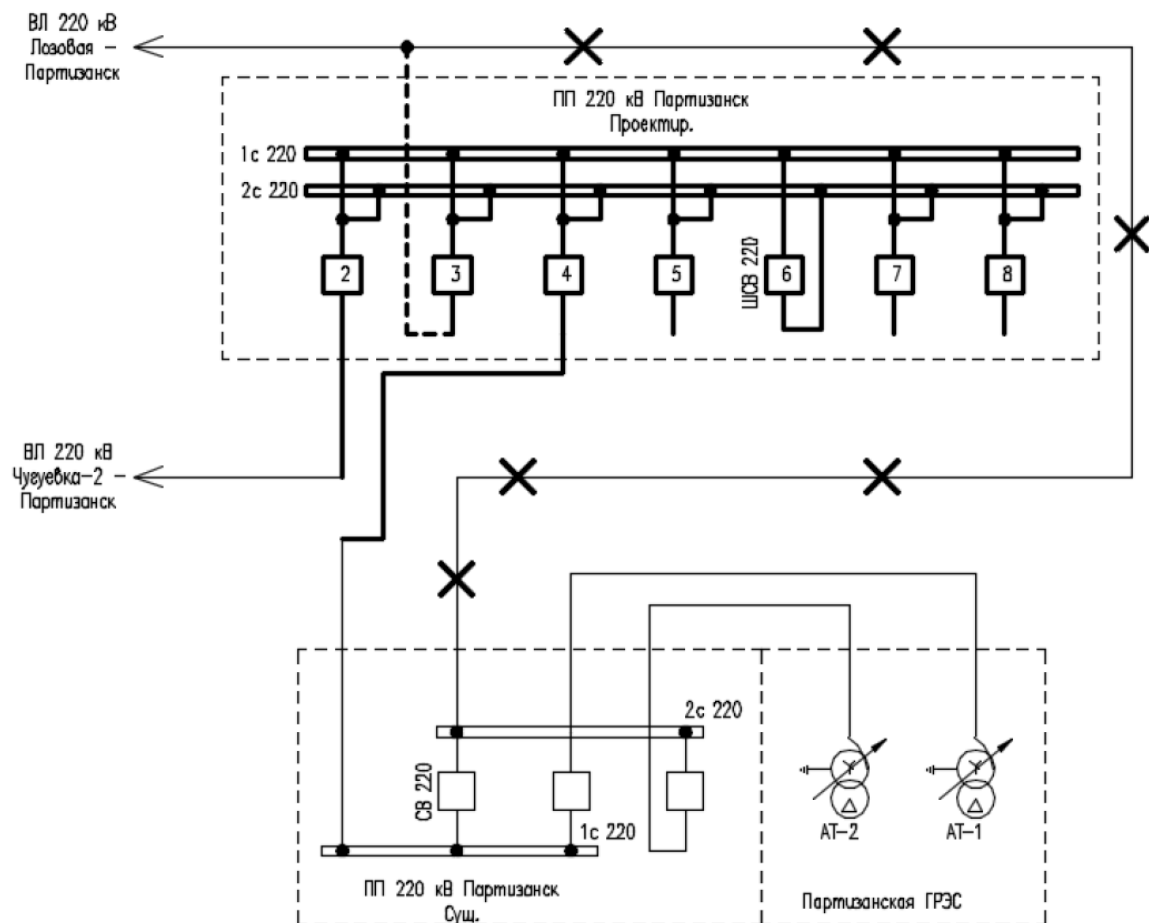


Рисунок 2.4 – Структурная схема реконструкции ОРУ 220 кВ. 1-ый этап реконструкции

На 2 этапе реконструкции планируется:

- Отключение ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск от существующего ПП 220 кВ;
- Подключение ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск к новому ПП 220 кВ;
- Демонтаж участка ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск от места подключения нового ПП 220 кВ до существующего ПП 220 кВ.



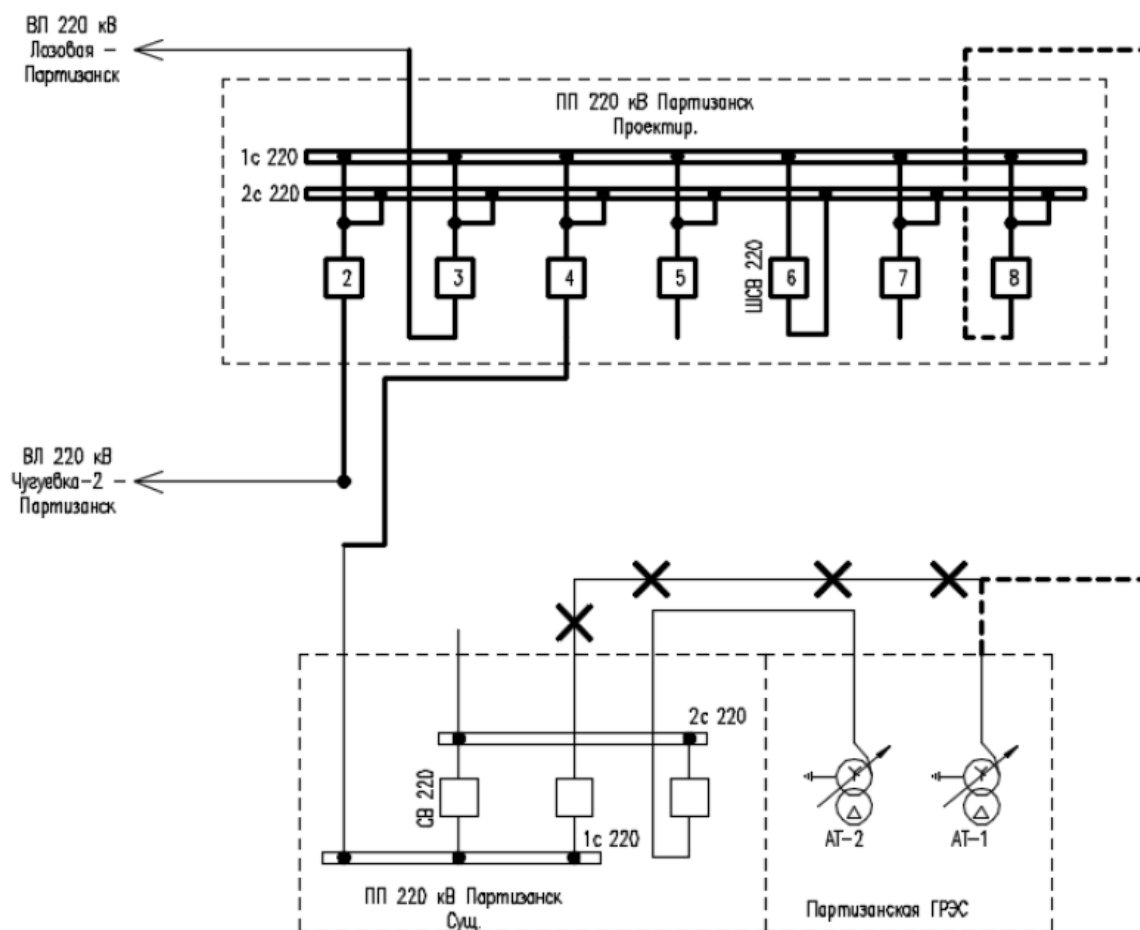
Условные обозначения

- - оборудование и ошиновка, устанавливаемые на данной стадии реконструкции
- - существующие оборудование и ошиновка
- - оборудование и ошиновка, устанавливаемые на предыдущих стадиях реконструкции
- × - оборудование, демонтируемое на данной стадии реконструкции

Рисунок 2.5 – Структурная схема реконструкции ОРУ 220 кВ. 2-ой этап реконструкции

На 3 этапе реконструкции планируется:

- Отключение и демонтаж ошиновки 220 кВ к АТ-1 Партизанской ГРЭС от существующего ПП 220 кВ;
- Подключение ошиновки 220 кВ к АТ-1 Партизанской ГРЭС к новому ПП 220 кВ.



Условные обозначения

- - оборудование и ошиновка, устанавливаемые на данной стадии реконструкции
- - существующие оборудование и ошиновка
- - оборудование и ошиновка, устанавливаемые на предыдущих стадиях реконструкции
- × - оборудование, демонтируемое на данной стадии реконструкции

Рисунок 2.6 – Структурная схема реконструкции ОРУ 220 кВ. 3-ий этап реконструкции

На 4 этапе реконструкции планируется:

- Отключение и демонтаж ошиновки 220 кВ к АТ-2 Партизанской ГРЭС от существующего ПП 220 кВ;
- Подключение ошиновки 220 кВ к АТ-2 Партизанской ГРЭС к новому ПП 220 кВ;
- Демонтаж перемычки 220 кВ между ОРУ 220 кВ существующего ПП 220 кВ и нового ПП 220 кВ;

- Демонтаж существующего в полном объеме всего оборудования, всех зданий и сооружений существующего ПП 220 кВ;
- Отключение двух существующих ЛЭП 6 кВ от существующего ПП 220 кВ;
- Подключение ЛЭП-6кВ фид. 6 кВ "4 участок" к новому ПП 220 кВ.

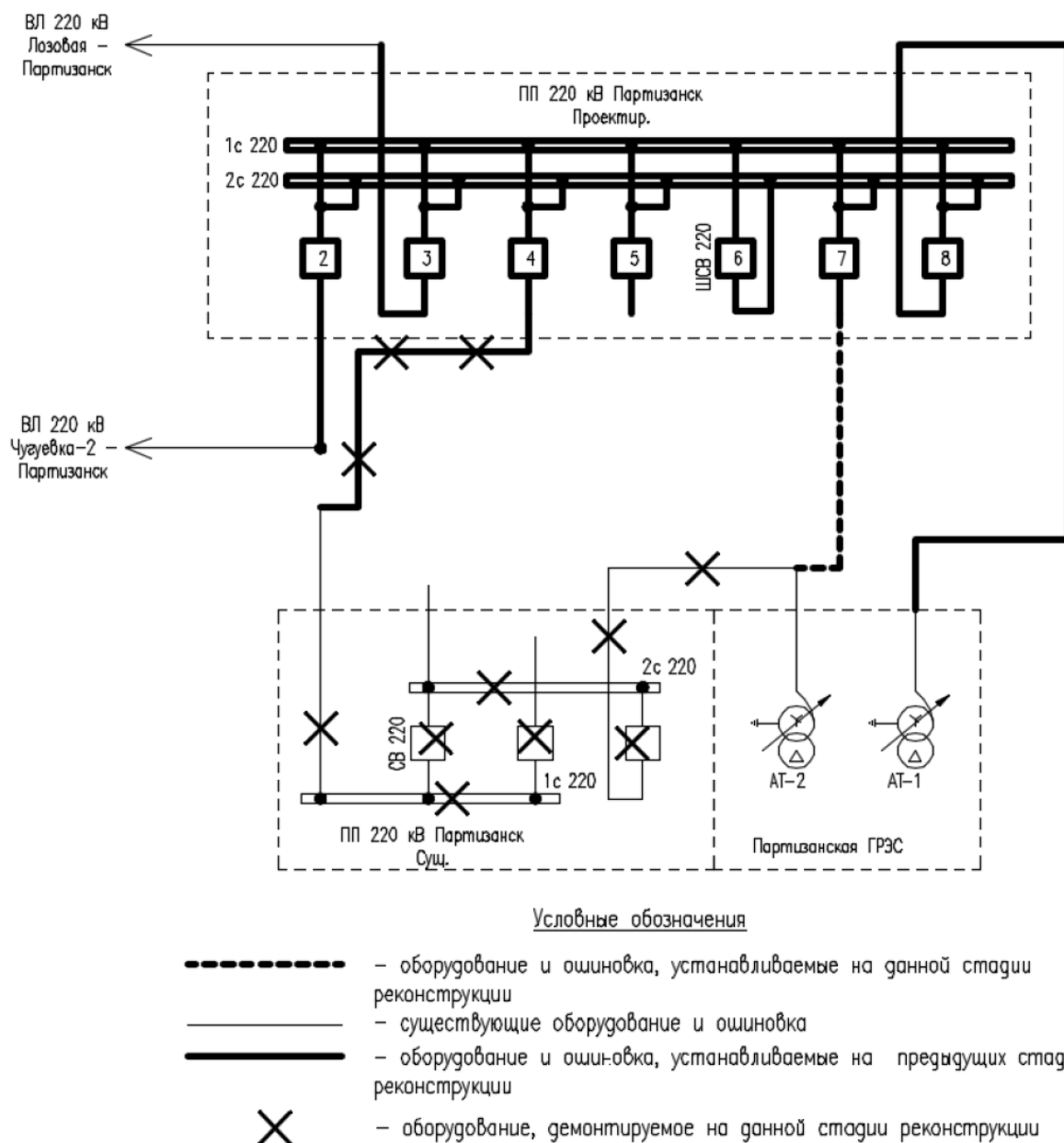


Рисунок 2.7 – Структурная схема реконструкции ОРУ 220 кВ. 4-ый этап реконструкции

Электрические однолинейные схемы стадий реконструкции отражены на Листе 1 графической части ВКР.

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Выбор метода расчета токов КЗ и разработка схемы замещения для расчета КЗ

При расчетах токов КЗ допускается [6]:

- не учитывать сдвиг по фазе электродвижущих сил (ЭДС) и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов и компенсаторов в процессе КЗ при продолжительности КЗ, не превышающей 0,5 с, а электродвигателей - при продолжительности КЗ, не превышающей 0,2 с [6];
- принимать полную симметрию по фазам всех элементов электроэнергетической системы (за исключением несимметрии в месте КЗ);
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов [6];
- не вводить в расчетную схему источники энергии, которые связаны с частью электроэнергетической системы, где находится расчетная точка КЗ, с помощью электропередачи или вставки постоянного тока [6];
- приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема имеет несколько независимых контуров [6];
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин [6];
- принимать сопротивление постоянному току различных элементов расчетной схемы равным их активному сопротивлению [6];
- учитывать приближенно, с помощью эквивалентных параметров, электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах электроэнергетической системы [6].

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Для начала необходимо составить расчетную схему замещения рассматриваемой электрической сети на основе принципиальной схемы сети, которая представлена ниже и определить параметры элементов схемы.

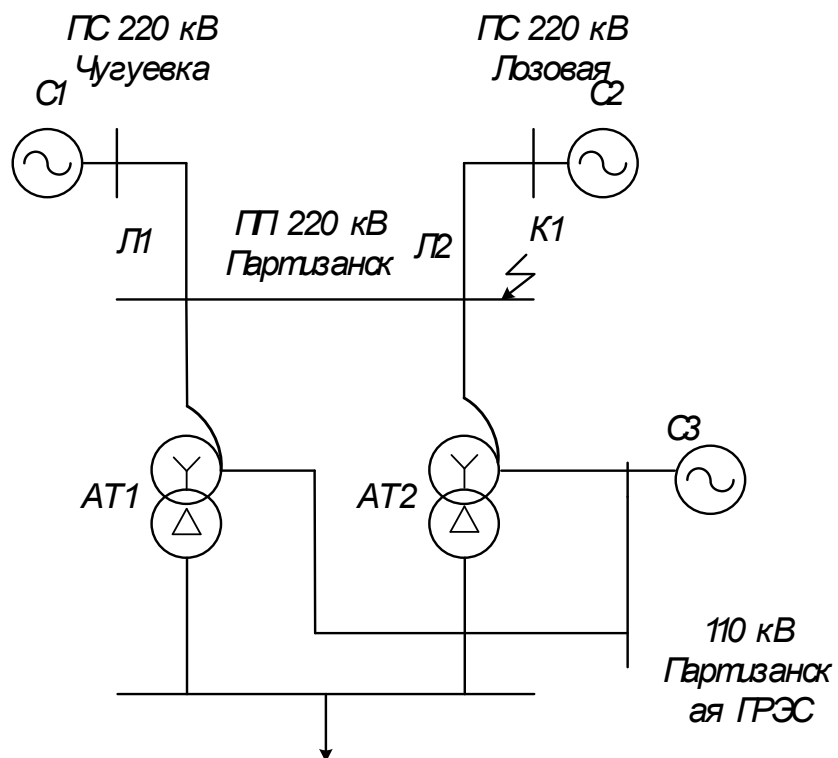


Рисунок 3.1 – Исходная схема электрической сети

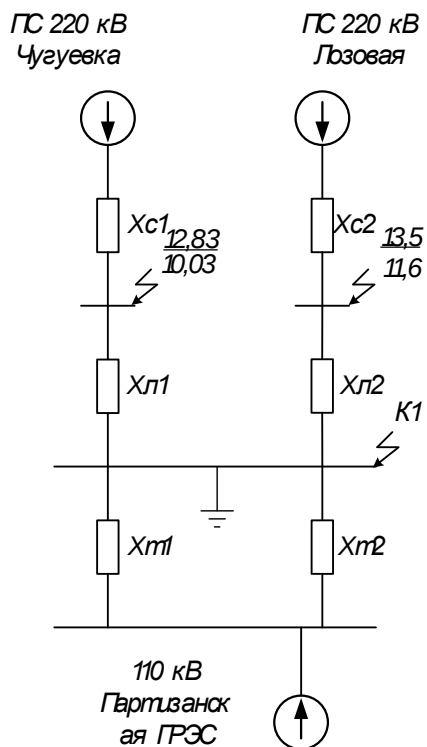


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

3.2.1 Определение параметров элементов схемы замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}}=100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}}=230 \text{ кВ}; .$$

Рассчитаем значение базисного тока по формулам:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} ; \quad (3.1)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА};$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}} \cdot I_K}, \quad (3.2)$$

где I_K - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

Для ПС 500 кВ Лазовая $I_K=13,5 \text{ кА}$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,5} = 0,019 \text{ о.е.}$$

Для ПС 220 кВ Чугуевка $I_K=12,83 \text{ кА}$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 12,83} = 0,02 \text{ о.е.}$$

3.2.2 Приведение схемы замещения к расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется расчетной схемой замещения.

Рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах ПП 220 кВ Партизанская.

Исходную схему замещения сворачиваем до схемы, представленной на рисунке 3.3:

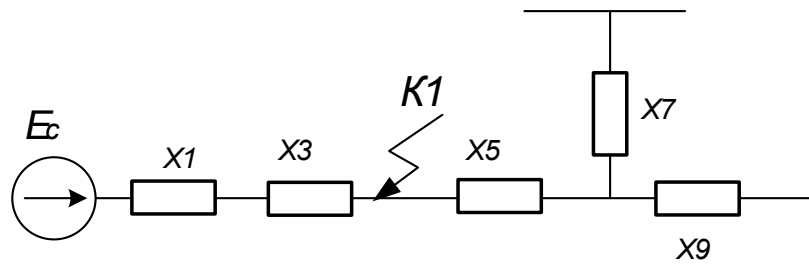


Рисунок 3.3 – Преобразование исходной схемы

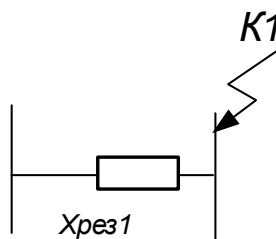


Рисунок 3.4 – Преобразование исходной схемы

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени по формуле 3.5:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_c}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\text{баз}} \quad (3.3)$$

Со стороны системы 110 кВ получаем следующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{П0.1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 11,6 \text{ кА};$$

Подробный расчёт токов короткого замыкания представлен в Приложении А.

Таблица 3.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
ПП 220 кВ Партизанск шины 220 кВ	11,6	11,1	27,9

В связи с тем, что ток однофазного короткого замыкания меньше тока трёхфазного короткого замыкания, расчёт и выбор оборудования будет проводиться по току трёхфазного короткого замыкания.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПП

Данный раздел предназначен для выбора первичного оборудования ПП 220 кВ Партизанск. Электрическая Схема ПП 220 кВ Партизанск представлена на листе 2 графической части ВКР.

4.1 Выбор выключателей и проверка

Согласно расчетным данным начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, составляет:

- СШ ОРУ 220 кВ: $I_{П0}=11,6$ кА.

Согласно данным, полученным в ходе прохождения преддипломной производственной практики, расчетный ток (длительно допустимая токовая нагрузка) составляет:

- ток на высокой стороне АТ Партизанской ГРЭС: $I_{расч}= 1055-1219$ А;
- отходящие линии 220 кВ: $I_{расч}= 1055-1219$ А;
- ШСВ 220 кВ: $I_{расч}= 2438$ А.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

$$I_{ном.} \geq I_{ном.расч.},$$

$$I_{ном.расч.} = 1219 \text{ А}; \tag{4.1}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} \geq I_{но.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{Дин.} \geq i_{уд.}$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но.}; \quad (4.2)$$

где $i_{уд.}$ – ударный ток, кА;

$K_{уд} = 1,7$ – ударный коэффициент.

По току термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}; \quad (4.3)$$

$$B_{\kappa} = I_{но}^2 \cdot t_{откл.} \quad (4.4)$$

где B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ, кА²с;

$t_{откл.}$ – время отключения тока КЗ, с.

Возможность отключения выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (4.5)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0}, \quad (4.6)$$

Произведем расчет на примере выбора и проверки выключателя 220 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току, А :

$$I_{ном.расч.линии} = 1219;$$

$$I_{ном.расч.транс} = 1219;$$

$$I_{ном.расч.ШСВ} = 2438.$$

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По отключающей способности:

$$I_{откл.} = 20 \text{ кА}; I_{по} = 12,6 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} \geq I_{по.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 11,6 = 27,9 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 11,6^2 \cdot 3 = 403,7 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63;$$

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot 11,6 = 17,82.$$

Результаты выбора проверки выключателей 220 кВ представлены в таблице 4.1. Принимаем для установки выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-220 с трехфазным пружинным приводом. Подробный расчёт приведёт в приложении А.

Таблица 4.1 - Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Место установки выключателя	Паспортные данные					Расчетные данные				
	U _н , кВ	I _{ном} ,	I _{откл} ,	i _{дин} ,	I ² ×t,	U _н , кВ	I _{нр} ,	I _{по} ,	i _{уд} ,	B _к ,
		А	кА	кА	кА ² ·с		А	А	кА	кА ² ·с
Ввод 1 ПГРЭС 220 кВ	220	2500	40	102	4800	220	1219	11,6	27,9	403,7
Ввод 2 ПГРЭС 220 кВ	220	2500	40	102	4800	220	1219	11,6	27,9	403,7
ШСВ 220 кВ	220	2500	40	102	4800	220	2438	11,6	27,9	403,7
Ввод ВЛ 220 кВ Чугуевка-	220	2500	40	102	4800	220	1219	11,6	27,9	403,7
Ввод ВЛ 220 кВ Лазовая	220	2500	40	102	4800	220	1219	11,6	27,9	403,7

Выбор выключателя ВЭБ-УЭТМ-220 обусловлен рядом факторов, которые делают его оптимальным решением. Выключатели ВЭБ-УЭТМ-220 разработаны с учетом высоких требований к надежности и долговечности. Они способны выдерживать значительные механические и

электрические нагрузки, что особенно важно в условиях эксплуатации распределительных устройств и ее высокой надежности. Согласно сравнению расчетных и паспортных данных ВЭБ-УЭТМ-220 может быть принят к установке на ПП 220 кВ Партизанск.

4.2 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Произведем расчет на примере выбора и проверки разъединителя 220 кВ:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

Номинальный ток рассчитан при выборе выключателей 220 кВ и равен 1219 А для линейной и трансформаторной ячейки и 2438 для ШСВ 220 кВ.

$$I_{ном.лин} = 2000 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.} .$$

$$I_{ном.ШСВ} = 2500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 12,66 = 27,9 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд}.$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 12,6^2 \cdot 3 = 403,7 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

Принимаем РДЗ-220. Результаты проверки и выбора разъединителей представлены в таблице 4.2. Все выбранные разъединители удовлетворяют предъявляемым требованиям.

Таблица 4.2 - Проверка разъединителей 220 кВ

Наименование присоединений	Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
	U _н , кВ	I _{ном} , А	i _{дин} , кА	I ₂ ×t, кА ² ·с		U _н , кВ	I _{нр} , А	i _{уд} , кА	B _к , кА ² ·с
Ввод 1 ПГРЭС 220 кВ	220	2000	80	2976	РДЗ.2(1)-220Б/2000	220	1219	27,9	403,7
Ввод 2 ПГРЭС 220 кВ	220	2000	80	2976	РДЗ.2(1)-220Б/2000	220	1219	27,9	403,7
ШСВ 220 кВ	220	2500	80	2976	РДЗ.2-220Б/2500	220	2438	27,9	403,7
Ввод ВЛ 220 кВ Чугуевка-	220	2000	80	2976	РДЗ.2-220Б/2000	220	1219	27,9	403,7
Ввод ВЛ 220 кВ Лазовая	220	2000	80	2976	РДЗ.2-220Б/2000	220	1219	27,9	403,7
Трансформатор напряжения 220 кВ	220	2000	80	2976	РДЗ.2(1)-220Б/2000	220	184	27,9	403,7

Все расчетные параметры не превышают номинальное значение характеристик оборудования.

4.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока осуществляется схожим образом с выключателями, за исключением проверки отключающей способности, так же необходимо произвести проверку по суммарной нагрузке.

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (4.7)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (4.8)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5 А.

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

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (4.9)$$

Перечень приборов, относящихся к вторичной нагрузке, представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Для обеспечения требуемой точности измерений номинальная нагрузка трансформатора тока должна превышать фактическую нагрузку, подключенную к его вторичной обмотке. Это необходимо для сохранения заданных характеристик точности устройства и корректной передачи

измеряемых параметров. Несоблюдение данного условия может привести к искажению показаний и снижению качества контроля электрических величин.

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{np} + Z_{\kappa}) \quad (4.10)$$

Проверим модель ТВ-220, встроенную в выключатель, выбранный ранее.

$$Z_{2ном} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 5} = 4,62 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое сопротивление провода:

$$R_{np} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{\kappa} . \quad (4.11)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2} . \quad (4.12)$$

$$\sum R_{приб} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,06 Ом.

Сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} , \quad (4.13)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 220 кВ – 200 м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 200}{1,89} = 3,04 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 1,36 + 0,4 + 0,06 = 3,5 \text{ Ом.}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 4.4.

На стороне 220 кВ ранее были выбраны выключатели со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-220. Произведем расчет на примере выбора и проверки трансформатора тока вводной ячейки ВЛ 220 кВ Лазовое:

По номинальному напряжению:

$$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}; U_{ном.сети} = 220 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети.}$$

По номинальному току:

$$I_{ном.расч.} = 1125 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = 1500 \text{ А}; I_{ном.} \geq I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 11,6 = 27,9 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 102 \text{ кА}; i_{дин} \geq i_{уд.}$$

По току термической стойкости:

$$B_K = 11,6^2 \cdot 3 = 404 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k.$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока 220 кВ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ

Наименование присоединений	Паспортные данные						Расчетные данные					
	U _{н.с.} , кВ	I _{ном.} , А	I ₂ ×t, кА ² ·с	i _{дин.} , кА	S _{2ном.} , ВА	Z _{вторН.} , ОМ	U _{н.с.} , кВ	I _{нр.} , А	B _{к.} , кА ² ·с	i _{уд.} , кА	S _{2.} , В·А	Z _{втор.} , ОМ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 - Партизанск	220	600	4800	42	30	2	220	470	404	27,9	4,6	3,5
Шиносоединительный выключатель	220	1500	4800	42	30	2	220	1125	404	27,9	4,6	3,5
ВЛ 220 кВ Лозовая - Партизанск	220	800	4800	42	30	2	220	655	404	27,9	4,6	3,5
АТ-2 Партизанской ГРЭС	220	400	4800	42	30	2	220	386	404	27,9	4,6	3,5
АТ-1 Партизанской ГРЭС	220	400	4800	42	30	2	220	376	404	27,9	4,6	3,5

Вывод: Все принятые к установке трансформаторы тока удовлетворяют предъявляемым требованиям.

4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

– по номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}.$$

- по классу точности;

- по конструктивному исполнению.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном.} \geq S_2.$$

Расчет выбора трансформаторов напряжения выполнен для аварийного режима, т. е. при выводе из работы одного трансформатора.

Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов напряжения сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Трансформатор напряжения		Каталожные данные	
	$U_{ном.сети},$ кВ	$S_2,$ ВА	Класс точности	Тип	$U_{ном.},$ кВ	$S_{2ном.},$ ВА
ОРУ-220 кВ	220	70	0,5	НАМИ-220	220	400
		-	3			1200
КРУ 6 кВ	6	70	0,5	НАМИ-10	10	400
		-	3			1200

На стороне ВН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 220 УХЛ1.

На стороне НН проверяется трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1.

4.4.1 Выбор сечения кабелей цепей напряжения

Проверка вторичных цепей трансформатора напряжения заключается в проверке выбранных кабелей на потери напряжения у самого удаленного приемника.

Сопротивление фазного провода в цепи основных обмоток трансформатора напряжения:

$$R_{пр} = \frac{\Delta U \cdot U_{ном.}}{3S_{нагр}}; \quad (4.14)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы ТН, ВА;

$U_{\text{ном}} = 100 \text{ В}$ - номинальное линейное напряжение вторичной цепи ТН;

ΔU - допустимая потеря напряжения 0,5%;

Сечение жил кабеля:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}; \quad (4.15)$$

где l - длина кабеля, м;

γ - удельная проводимость меди, $\gamma = 57 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$;

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление жилы кабеля.

Результаты выбора сечения кабеля и проверки его по потерям Напряжения представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Выбор сечения кабеля и проверка его по потерям напряжения.

Место установки ТН		Класс точности	Длина кабеля, м	$r_{\text{пр}}$, Ом	Сечение кабеля, мм ²	
откуда	куда				расчетное	принимаемое
РУ-220 кВ	ОПУ	0,5	60	0,55	2,31	4
РУ-6 кВ	ОПУ	0,5	106	6,25	0,29	4

Вывод: все принятые к установке трансформаторы напряжения удовлетворяют предъявляемым требованиям и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

4.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

ОПН нужен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, создаваемых на основе оксида цинка с небольшими добавками

других металлов. Эти колонки находятся в полимерных или фарфоровых крышках [19].

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
 - выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
 - выбор класса пропускной способности ОПН;
 - выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
 - определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
 - определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;
- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

$$U_{\text{нр}} \geq 1.05 \cdot U_{\text{нс}} ; \quad (4.16)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее большего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m ; \quad (4.17)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

Номинальный разрядный ток выбирают в соответствии с грозовым разрядным током через ОПН, от которого требуется защитить оборудование [19].

Как правило, в зависимости от ожидаемого грозового разрядного тока приемлемы следующие значения:

- Сети напряжением от 1 до 220 кВ: 5 или 10 кА.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Под током взрывобезопасности ОПН, $I_{вз.без}$ понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность [19].

$$I_{кз} < I_{вз.без}; \quad (4.18)$$

Значения токов срабатывания у ОПН отличается в разы. В процессе испытаний противовзрывного устройства нужно обеспечить его срабатывание при максимально возможных токах за несколько сотых долей секунды, при минимальных токах (порядка 0.5 кА) за время до 0.5 с. [19].

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1.15-1.2); \quad (4.19)$$

Для оборудования со сроком эксплуатации свыше 10 лет рекомендуется увеличить эту разницу до 30-40 %.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}; \quad (4.20)$$

где $U_{исп50}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$:

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0.15-0.25); \quad (4.21)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$ [19]:

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0.2-0.25); \quad (4.22)$$

где $U_{исп}$ – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0.2 – 0.25) – координационный интервал [19].

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [19].

4.5.1 Проверка ОПН – 220 кВ.

На ОРУ – 220 кВ проверим ОПН типа ОПН-(ВЛ)-П1–220/154/10/550УХЛ1.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.23)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}; \quad (4.24)$$

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

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 139,43 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном} \quad (4.25)$$

$$139,43 \leq 154 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{по}; \quad (4.26)$$

Для выбранного ОПН $I_{в.б}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 12,55 = 15,06 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 152,71 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р}; \quad (4.27)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 152,71 = 213,79 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (4.28)$$

$$\frac{213,79}{154} = 1,38.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{опн} = 1200 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t; \quad (4.29)$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 220 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.ном}} = 274$ кВ (согласно каталожным данным).

$$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (4.30)$$

$$274 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1.2}; \quad (4.31)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{н}}=1.35$;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}}=220$ кВ.

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (4.32)$$

$$220 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН $l_{\text{утеч.ном}} = 390 \text{ см.}$

Результаты расчета и каталожные данные приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 154 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} = 139,43 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{В.Б}} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{\text{ПО}} = 15,06 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б}} > 1,2 \cdot I_{\text{ПО}}$
$t_{\text{ОПН}} = 1200 \text{ с}$	$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{ОПН}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 280 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр}} = 295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к}} = 286 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$l_{\text{утеч.ном}} = 390 \text{ см}$	$l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч}}$

Выбранные ОПН-(ВЛ)-П1–220/154/10/550УХЛ1 отвечают расчетным значениям и могут быть приняты к установке.

4.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

В соответствии с письмом АО «ДГК» Партизанская ГРЭС, отсутствует техническая возможность питания собственных нужд, реконструируемого ПП 220 кВ Партизанск.

Питание осуществляется от сети АО «ДРСК» по новым фидерам с установкой КРУН 6 кВ на открытой части.

Для обеспечения электроснабжения проектируемых электроприемников собственных и хозяйственных нужд предусматривается установка двух силовых масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 мощностью 250 кВА каждый.

Для обеспечения автономной работы электроприемников собственных нужд, непосредственно участвующих в технологическом процессе, при полной потере внешнего питания СН и последующий пуск ПП «с нуля» предусматривается установка резервного масляного трансформатора собственных нужд ТСН-3 мощностью 100 кВА.

Питание ТСН-1, ТСН-2 и ТСН-3 осуществляется от КРУН 6 кВ, выполненного по схеме № 6-1 «Одна секционированная выключателем система шин» для 1С 6 и 2С 6 и по схеме «Одна секция шин» для 3С 6. К 1С 6 и 2С 6 КРУН 6 кВ подключаются новые ЛЭП-6 кВ отпайка от фид. 6 кВ №11 ПС 110/6кВ Южная и ЛЭП-6 кВ отпайка от фид. 6кВ "Строительство" к 3С 6 подключается существующая ЛЭП- 6кВ фид. 6кВ "4 участок".

Щит собственных нужд (ЩСН-0,4 кВ) состоит из трех секций и выполнен по схеме «Два рабочих ТСН и один резервный ТСН». Для сети собственных нужд (СН) переменного тока принято напряжение 400/230В с глухозаземленной нейтралью типа TN-C-S с разделением PEN проводника на РЕ и N непосредственно в ЩСН-0,4 кВ.

ЩСН-0,4 кВ устанавливается в здании общеподстанционного пункта управления (ОПУ) в помещении ЩСН.

К первой СШ 0,4 кВ подключается ТСН-1, ко второй СШ 0,4 кВ подключается ТСН-2, к третьей (гарантированного питания) подключается ТСН-3. В нормальном режиме трансформаторы ТСН-1 и Т СН-2 работают каждый на «свою» СШ 0,4 кВ ЩСН 0,4 кВ.

Потребители особой группы (категории А-0) подключены к 3 и 2 СШ 0,4 кВ. В нормальном режиме 3 СШ питается от первой СШ 0,4 кВ через замкнутый секционный выключатель. В аварийном режиме при отсутствии напряжения на одном из трансформаторов собственных нужд срабатывает АВР 0,4 кВ и питание всех потребителей ЩСН 0,4 кВ осуществляется от оставшегося в работе ТСН. В случае отсутствия напряжения на обоих ТСН питание потребителей особой группы (категории А-0) и потребителей категории А-1 непосредственно участвующих в технологическом процессе, осуществляется от ТСН-3 действием АВР на напряжении 0,4 кВ.

В качестве коммутационных аппаратов отходящих фидеров предусматривается использовать автоматические выключатели, обеспечивающие защиту от перегрузки и коротких замыканий. Управление автоматами – ручное. В качестве вводных и секционных коммутационных аппаратов - автоматические выключатели выкатного (втычного) исполнения с микропроцессорными или электронными устройствами защиты, контроля и измерения.

Управление вводными и секционными автоматическими выключателями обеспечивается электромеханическими приводами, позволяющими управлять аппаратом с помощью АСУ ТП и от ключей местного управления.

Для защиты от импульсных помех на каждой секции шин ЩСН установлены комбинированные УЗИП класса I+II.

Для питания потребителей собственных нужд применяется силовой негорючий кабель, с пониженным дымовыделением класса нг(А)-LS, и пожаробезопасные кабели класса нг(А)-FRLS (для подключения к ТСН, питания систем противопожарной защиты и аварийного освещения).

Для обеспечения электроснабжения проектируемых электроприемников собственных и хозяйственных нужд, предусматривается установка двух силовых рабочих масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 напряжением 6/0,4 кВ, мощностью 250 кВА каждый, резервного масляного трансформатора собственных нужд ТСН-3 напряжением 6/0,4 кВ, мощностью 100 кВА и трехсекционного щита собственных нужд (ЩСН-0,4 кВ) по схеме «Два рабочих ТСН и один резервный ТСН».

После успешного действия АВР 0,4 кВ и появление напряжения на, ранее обесточенном, трансформаторе собственных нужд обеспечивается автоматическое восстановление схемы нормального (до аварийного) режима.

Для защиты от импульсных помех на каждой секции шин ЩСН установлены комбинированные УЗИП класса I+II.

Для сети собственных нужд (СН) переменного тока принято напряжение 400/230В с глухозаземленной нейтралью типа TN-C-S с разделением PEN проводника на PE и N непосредственно в ЩСН. В качестве главной

заземляющей шины в электроустановках СН предусмотрена шина РЕ на щите СН. В качестве РЕ использованы отдельные жилы многожильных кабелей.

Силовые сети в здании ОПУ, здании насосной (насосная пожаротушения) и КРУН 6 кВ выполняются заводами изготовителями, в т.ч. разработка конструкторской документации, и поставляются комплектно со зданиями.

По ответственности:

- категория А-0 (особая группа) присваивается потребителям, аварийное отключение которых приводит к отказу основного оборудования, угрозе жизни людей, взрывам, пожарам.

- категория А-1 (первая категория)] присваивается потребителям, аварийное отключение которых приводит к нарушению нормального режима работы, частичному или полному отключению ПП.

- категория А-2 (вторая категория) присваивается потребителям, отключение которых допустимо на время включения резервного питания дежурным персоналом или до приезда обслуживающего персонала на ПП без дежурства;

- категория А-3 (третья категория) присваивается потребителям, для которых допустимы более длительные перерывы питания.

По длительности включения:

- категория Б-1 потребители, постоянно включенные в сеть (в том числе цепи управления и релейной защиты);

- категория Б-2 потребители, включаемые периодически (например, в зависимости от температуры наружного воздуха, или имеющие технологические перерывы в работе);

- категория Б-3 потребители, включаемые во время ремонта или аварии.

Сводная таблица нагрузок системы СН приведена в таблице 4.8.

$$S_{расч} \geq \sqrt{(\sum P_{расч})^2 + (\sum Q_{расч})^2}; \quad (4.33)$$

$$S_{расч} \geq \sqrt{281,34^2 + 15,56^2} = 281,77 \text{ кВА.}$$

Для трансформаторов с масляной изоляцией для ПП с дежурным оперативным персоналом в схемах неявного резерва в послеаварийном режиме работы значение перегрузки, как правило, принимается в размере 30% от номинальной мощности ТСН.

Мощность проектируемых ТСН-1 и ТСН-2 должна быть более:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{расч}}{1,3};; \quad (4.34)$$

$$S_{тр} \geq \frac{281,77}{1,3} = 216,7 \text{ кВА.}$$

Таким образом трансформаторы собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 принимаются мощностью 250 кВА, которые с учетом 30% перегрузки позволяют в аварийном режиме загрузить трансформатор до 325 кВА.

Таблица 4.8 – Нагрузка трансформатора собственных нужд

Наименование нагрузки	Нагрузка на трансформатор	
	Р, кВт	Q, кВАр
Обогрев выключателей	62	5
Отопление	73	3
Освещение	35	1,2
Аварийное освещение	0,8	0,08
Отопление ЗРУ	15	0,4
Связь, телемеханика	2,6	1,03
Наружное освещение	31	2
Питание панелей РЗА	53,29	1,3
Суммарная мощность потребителей	281,34	15,56

4.6.1 Выбор мощности резервного трансформатора собственных нужд

Организация резервного питания предусматривается только для потребителей СН, непосредственно участвующих в технологическом процессе, при этом расчет мощности ведется без коэффициентов спроса.

Расчетная полная мощность, необходимая для автономной работы потребителей СН, непосредственно участвующих в технологическом процессе составляет:

$$S_{расч} \geq \sqrt{(\sum P_{расч})^2 + (\sum Q_{расч})^2}; \quad (4.35)$$

$$S_{расч} \geq \sqrt{85,44^2 + 25,48^2} = 89,15 \text{ кВА.}$$

Таким образом мощность, необходимая для автономной работы потребителей СН, непосредственно участвующих в технологическом процессе равна 89,15 кВА.

Для обеспечения автономной работы потребителей СН, непосредственно участвующих в технологическом процессе, предусматривается установка резервного масляного трансформатора собственных нужд ТСН-3 мощностью 100 кВА.

4.7 Решения по организации оперативного постоянного тока

Основным условием нормального функционирования устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, противопожарных систем и т.д. является организация оптимальной структуры их оперативного питания.

Компоновка и схемные решения по подключению компонентов СОПТ должны обеспечивать:

- сохранение питания всех электроприёмников при техническом обслуживании и выполнении восстановительных ремонтов оборудования;
- рациональное резервирование компонентов СОПТ;
- питание устройств РЗА от отдельной секции шин (сборок) на ЩПТ и от отдельных секций ШРОТ;
- проводники СОПТ должны удовлетворять требованиям термической стойкости и невозгораемости;
- защиту электроприёмников системы оперативного постоянного

тока от токов короткого замыкания и перегрузки защитными аппаратами.

СОПТ должна обеспечивать питание терминалов релейной защиты, управления, АСУ ТП, сигнализации в режимах полного обесточивания собственных нужд переменного тока подстанции в течение двух часов с последующим обеспечением отключения и включения группы выключателей максимально возможного числа (например, от дифференциальной защиты шин).

Для повышения надёжности СОПТ все устройства РЗА и управления разделяются на две группы с учётом того, чтобы при потере питания одной группы, полностью сохранились основные защитные функции РЗА и функции управления подстанции.

Комплекс оборудования СОПТ устанавливается в проектируемом ОПУ.

Поскольку ПП 220 кВ Партизанск является подстанцией с высшим напряжением 220 кВ, то для питания потребителей постоянного оперативного тока предусматривается установка двух аккумуляторных батарей. СОПТ проектируется для архитектуры построения подстанции I типа.

Комплекс СОПТ включает в себя:

- две аккумуляторные батареи;
- щит постоянного тока №1 (ЩПТ №1), состоящий из: шкафа ввода аккумуляторной батареи с блоком аварийного освещения, двух шкафов распределения, двух шкафов зарядного устройства;
- щит постоянного тока №2 (ЩПТ №2), состоящий из: шкафа ввода аккумуляторной батареи с блоком аварийного освещения, двух шкафов распределения, двух шкафов зарядного устройства;
- два блока выносных предохранителей с разделением объемов на полюс «+» и полюс «-»;
- пяти шкафов распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ);
- одного шкафа распределения для КРУН 6 кВ (ШРОТ-К);
- один шкаф питания цепей ОБР и ТС;
- один шкаф поиска замыкания на землю (поиск «земли»);
- один шкаф мониторинга (система мониторинга и РАС),

интегрированный в АСУ ТП;

- кабельная распределительная сеть;
- отключающие аппараты защиты от сверхтоков (коротких замыканий и перегрузок) (в составе шкафов СОПТ);
- устройства защиты от перенапряжений (в составе шкафов ЩПТ);
- коммутационные аппараты (в составе шкафов СОПТ);
- датчики системы мониторинга СОПТ (в составе шкафов ЩПТ);
- стационарное (в составе шкафов ЩПТ) и переносное устройства контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- разрядно-диагностическое устройство.

Передача данных в шкафы РАС осуществляется в аналоговом виде.

В таблице 4.9 представлены данные для расчета параметров, выбора аккумуляторных батарей и зарядных устройств.

Таблица 4.9 – Постоянная нагрузка

Наименование	Суммарная максимальная мощность, Вт	Ток максимальный, А
1	2	3
Панели РЗА 220 кВ	1813,72	9,16
Аварийное освещение	1941,50	8,83
Питание приводов выключателей 220 кВ	3494,70	15,89

4.7.1 Выбор аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи определяется исходя из тока и характера нагрузки и времени резервирования.

Установившийся ток аварийного режима:

$$I_{уст} = I_{ДЛ} + I_{АО}, \quad (4.36)$$

где $I_{дл}$ – ток постоянной нагрузки РЗА (11,61 А);

$I_{АО}$ – ток нагрузки аварийного освещения (8,83 А).

$$I_{уст} = 11,61 + 8,83 = 20,44 \text{ А.}$$

Расчет емкости необходимо выполнить по разрядным таблицам для толчкового тока в конце аварийного режима:

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_k}, \quad (4.37)$$

где 0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной);

T_k – температурный коэффициент емкости, зависящий от минимально возможной температуры в помещении, для 10 °С T_k соответствует 0,94.

$$I_{уст1} = \frac{8,29}{0,8 \cdot 0,94} = 27,18 \text{ А,}$$

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{пр} + I_{уст}}, \quad (4.38)$$

где $t_{авар}$ – нормируемая продолжительность аварийного режима – 120 мин;

$I_{пр}$ – ток, потребляемый приводами группы выключателей на подстанции.

$$t_1 = \frac{27,18 \cdot 120}{23,65 + 20,44} = 73,97 \text{ мин.}$$

Ток 23,65 А за 73,97 минут выдержит принимаемая батарея типа СК-1 (300 А·ч), 104 элементов, разрядившись до 1,8 В/эл.

4.7.2 Выбор зарядно-выпрямительного устройства.

Ток зарядного устройства равен сумме тока нагрузки в нормальном режиме работы 11,61 А и тока подзаряда батареи $0,1 C_{10} = 30$ А, что в сумме дает 41,61 А.

Зарядное устройство НРТ рассчитано на номинальный ток - 50 А. ЗВУ имеет мощность и напряжение, достаточные для заряда данной аккумуляторной батареи и питания потребителей постоянного тока в нормальном режиме, с учетом запаса.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПП 220 КВ ПАРТИЗАНСК ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

5.1 Заземление подстанции

Заземление конструкций и оборудования подстанции осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ 7-го издания. На открытых участках подстанции оно выполняется в виде сетки, как указано в пункте 1.7.112 ПУЭ, с использованием оцинкованной стали круглого сечения диаметром 18 мм. Спуски от оборудования должны быть выполнены из полосовой оцинкованной стали с размерами 40х5 мм. В проектируемых зданиях заземляющие элементы изготавливаются из черной стали сечением 40х5 мм.

Заземление объектов ПП. Вокруг сооружения на глубине 1 метр и на расстоянии 1 метра от его фундамента установлен контурный заземлитель, который соединён с системой уравнивания потенциалов не менее чем в четырёх точках. Это решение соответствует нормам и требованиям нормативной технической документации.

Система заземления, предусмотренная для помещений зданий ПП, будет включать в себя оборудование МП, размещаемое в здании ГЩУ. Схема заземления, используемая в этих помещениях, полностью соответствует установленным нормам и требованиям нормативно-технической документации. Заземление для МП аппаратов должно быть выполнено в соответствии с указанными стандартами.

5.1.1 Расчет заземляющего устройства

Расчет заземляющего устройства ПП выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении А.

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$ - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_{\text{э}} = \rho_{\text{изм}} \cdot K_{\text{с}} \quad (5.1)$$

$$\rho_{\text{э}} = 140 \cdot 1.4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м, так как 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 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{\rho_{\text{э}}}{\pi \cdot l} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{1.5 \cdot l}{h \cdot d} \right) \right); \quad (5.2)$$

где l – длина вертикальных электродов;

h – глубина на которую закладывается заземлитель;

d – диаметр заземлителя.

$$R_{\Gamma} = \left(\frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \cdot \left(\ln \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l \cdot (2 \cdot h + 1)}{d \cdot (4 \cdot h + 1)} \quad (5.3)$$

$$R_{\text{В}} = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02 \cdot (4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом}.$$

Сопротивление п-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{n_B \cdot R_\Gamma + n_\Gamma \cdot R_B} \quad (5.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6.5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 3 м, для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

$$A = 230,7 \text{ м; } B = 120,5 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (5.5)$$

$$S = (230,7 + 3) \cdot (120,5 + 3) = 28860 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $a = 5 \text{ м.}$

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_\Gamma = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right); \quad (5.6)$$

$$L_\Gamma = (230,7 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{120,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (120,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot \left(\frac{230,7 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 11540 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S}$.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (5.7)$$

$$m = \frac{11540}{2 \cdot \sqrt{28860}} = 33,98.$$

Принимаем $m = 34$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (10 + 1); \quad (5.8)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{28860} \cdot (34 + 1) = 11890 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (5.9)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{28860}}{5} = 136.$$

Принимаем $n_B = 136$.

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{\text{ПС}} = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (5.10)$$

$$R_{\text{ис}} = 140 \cdot \left(\frac{0,15}{\sqrt{28860}} + \frac{1}{11890 + 136 \cdot 5} \right) = 0,135 \text{ Ом.}$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A - коэффициент подобия.

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,06, \text{ принимаем } A = 0,15.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{\text{стац}} = \frac{R_{\text{ест}} \cdot R_{\text{иск}}}{R_{\text{ест}} + R_{\text{иск}}} ; \quad (5.11)$$

$$R_{\text{стац}} = \frac{6.5 \cdot 0,135}{6.5 + 0,135} = 0,132 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя менее 0.5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

Найдем импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_{\text{м}} + 45)}} ; \quad (5.12)$$

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{28860}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 2,35.$$

где $I_m = 55 \text{ кА}$ – среднестатистическое значение тока молнии.

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{и}} = \alpha_{\text{и}} \cdot R_{\text{стац}} \quad (5.13)$$

$$R_{\text{и}} = 2,35 \cdot 0,132 = 0,31 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Так же заземляющее устройство ПП отражено в графической части ВКР на листе 5.

Согласно проведенным расчетам, величина сопротивления растеканию заземляющего устройства (ЗУ) для ОРУ 220 кВ, принимая во внимание естественные заземлители, не будет превышать 0,31 Ом в любое время года. Это значение соответствует требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), 7-го издания, где указано, что оно должно составлять не более 0,5 Ом.

5.2 Молниезащита ПП

Защита оборудования, зданий и сооружений объекта от прямых ударов молнии осуществляется с помощью системы молниеотводов, устанавливаемых на конструкциях мачт молниезащиты и порталов.

Конфигурация зон защиты вновь устанавливаемого оборудования рассчитывается в соответствии с РД 153-34.3-35.125-99 "Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений" и обеспечивает молниезащиту с надежностью 0,995.

Расчет молниезащиты ПП выполнен в соответствии с [19]. Подробный расчет приведен в Приложении А.

Размеры ПП: ширина – 62,5 м; длина – 54 м.

Защита подстанции от прямых ударов молний выполняется отдельно стоящими стержневыми и молниеотводами на порталах 220 кВ.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 45 \text{ м};$$

$$h_2 = 27 \text{ м};$$

$$h_3 = 45 \text{ м};$$

$$h_4 = 45 \text{ м};$$

$$h_5 = 45 \text{ м};$$

$$h_6 = 27 \text{ м};$$

$$h_7 = 27 \text{ м};$$

$$h_8 = 45 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 92 \text{ м};$$

$$L_{23} = 72 \text{ м};$$

$$L_{34} = 62 \text{ м};$$

$$L_{45} = 62 \text{ м};$$

$$L_{56} = 93 \text{ м};$$

$$L_{67} = 55 \text{ м};$$

$$L_{78} = 47 \text{ м};$$

$$L_{81} = 110 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h_i;$$

(5.14)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 45 = 38,25 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i ; \quad (5.15)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 45) \cdot 45 = 45,45 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 16 \text{ м.}$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi i}} \right); \quad (5.16)$$

$$r_{x1} = 45,45 \cdot \left(1 - \frac{16}{38,25} \right) = 26,44 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{cx12'} = h_{\phi 1} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1); \quad (5.17)$$

$$h_{cx12'} = 38,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 45) \cdot (92 - 45) = 29,63 \text{ м.}$$

$$h_{cx12''} = h_{\phi 2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2); \quad (5.18)$$

$$h_{cx12''} = 22,92 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (92 - 27) = 11,37 \text{ м.}$$

$$h_{cx12} = \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2}; \quad (5.19)$$

$$h_{cx12} = \frac{29,63 + 11,37}{2} = 24,12 \text{ м.}$$

Наименьшая ширина внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx12'} = r_{01} \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}}; \quad (5.20)$$

$$r_{cx12'} = 45,45 \cdot \frac{29,63-16}{11,373} = 11,38 \text{ м.}$$

$$r_{cx12''} = r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}}; \quad (5.21)$$

$$r_{cx12''} = 28,24 \cdot \frac{11,37-16}{11,37} = 11,48 \text{ м.}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2}; \quad (5.22)$$

$$r_{cx12} = \frac{11,48-20,9}{2} = 4,71 \text{ м.}$$

В таблице 5.1 приведены характеристики установленных молниеотводов.

Подробный расчет остальных параметров приведен в Приложении А. Также план молниезащиты ПП отражен в графической части ВКР на листе 6.

Таблицы 5.1 – Характеристики молниеотводов

Обозначение на плане	Высота	Эффективная высота	Радиус сечения на уровне 0 м	Радиус сечения на уровне 16 м
М1	45	38,25	45,45	29,44
М2	27	22,95	28,24	8,6
М3	45	38,25	45,45	29,44
М4	45	38,25	45,45	29,44
М5	45	38,25	45,45	29,44
М6	27	22,95	28,24	8,6
М7	27	22,95	28,24	8,6
М8	45	38,25	45,45	29,44

6.1 Капитальные затраты в сооружение ПП

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПП соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{Р}}; \quad (6.1)$$

где $K_{\text{ОРУ}}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{\text{ТР}}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат на строительство ПП [7];

$K_{\text{Р}}$ – районный коэффициент для Амурской области;

$K_{\text{ИНФ}}$ – коэффициент инфляции на 2025 г.

Так как ПП 220 кВ Партизанск не имеет силовых трансформаторов, то $K_{\text{ТР}}=0$.

Капитальные затраты на строительство ячеек подстанции представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Показатели стоимости ячейки трехфазного выключателя РУ в ценах 2000 г

Подстанция	Номинальное напряжение, кВ	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
ПП 220 кВ Партизанск	6	13	800
ПП 220 кВ Партизанск	220	7	14698
Итого			113300

Постоянная часть затрат представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб.
№220-13 «Две рабочие системы шин»	29000

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПП:

$$K_{\text{ПС}} = (113300 + 29000) \cdot 9,3 \cdot 4,9 = 5162443 \text{ тыс.руб.}$$

6.2 Расчет амортизационных отчислений

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

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для i-го вида оборудования определяются по формуле [22]:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}; \quad (6.2)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 30 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{ам}} = \frac{5294596}{30} = 176500 \text{ тыс.руб.}$$

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Из-за старения и износа компонентов электротехнических устройств наблюдаются изменения их характеристик и общего состояния, что увеличивает риск их неисправности. В отличие от прочих типов промышленного оборудования, аварии и поломки электротехнических систем имеют особое значение, так как могут вызывать продолжительные перебои в подаче электроэнергии. Это, в свою очередь, способно нанести серьезный экономический и социальный вред.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети по формуле [22]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}; \quad (6.3)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в схеме, равные 230 кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 5,1 руб./кВт*ч [22].

Стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 230 \cdot 5,1 = 1173 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$И_{\text{ЭК}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} \quad (6.4)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ПП;

$K_{\text{ВЛ}}$ – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{эРПС}} = 0,029$ – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание подстанции 220 кВ [22].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования по формуле:

$$И_{\text{ЭК}} = 5295000 \cdot 0,029 = 153500 \text{ тыс.руб.}$$

6.4 Оценка экономической эффективности

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений:

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК.П}}} (O_{\text{pt}} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{ОК.П}}} (П_{\text{чt}} - И_{\text{AMt}}) \quad (6.5)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$И_{\text{ам}_t}$ – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход представляет собой важный критерий для оценки экономической эффективности инвестиций. Он анализирует показатели функционирования проектируемых объектов на протяжении всего расчетного периода, принимая во внимание временной фактор. В этом подходе доходы и расходы, которые происходят в разные моменты времени, приводятся к единой временной точке.

Чистый дисконтированный доход вычисляется путем дисконтирования чистого денежного потока Δt , который представляет собой разницу между денежными притоками и оттоками (без учета источников финансирования). При этом важно учитывать, что реализация нашего проекта будет осуществляться в течение 4-летнего периода.

$$ЧДД = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1+E)^t} ; \quad (10.6)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

$E = 0.1$ – норма дисконта.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в Приложении. Расчёт чистых денежных потоков сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчёт чистых денежных потоков

Год	K_t , млн. руб.	O_{pt} , млн. руб.	$I_{\text{эксп. } t}$, млн. руб.	H_t , млн. руб.	Δt , млн. руб.	$(1+E)^{-t}$	Δd , млн. руб.	Δd_{Σ} , млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1324,00	1322,00	153,54	238,05	-393,59	0,91	-358,17	-720,90
2	1324,00	1322,00	153,54	238,05	-393,59	0,86	-338,49	-1059,39
3	1324,00	1322,00	153,54	238,05	-393,59	0,82	-322,74	-1382,13
4	1324,00	1322,00	153,54	238,05	-393,59	0,78	-307,00	-1689,13

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,75	697,81	-991,32
6	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,71	660,59	-330,73
7	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,68	632,68	301,95
8	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,65	604,77	906,71
9	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,61	567,55	1474,26
10	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,59	548,94	2023,20
11	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,56	521,03	2544,23
12	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,53	493,12	3037,35
13	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,51	474,51	3511,86
14	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,48	446,60	3958,46
15	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,46	427,99	4386,45
16	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,44	409,38	4795,83
17	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,42	390,77	5186,60
18	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,40	372,16	5558,76
19	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,38	353,56	5912,32
20	0,00	1322,00	153,54	238,05	930,41	0,36	334,95	6247,27

Принимаем допущения:

- реализация проекта осуществляется в течении 4 лет;
- инвестирование разбито на равные доли и осуществляется в течение всех 4 лет;
- получение прибыли возможно с 1 года.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 6.1.



Рисунок 6.1 - Оценка экономической эффективности проекта

Показатель ЧДД имеет положительное значение, что свидетельствует о том, что инвестиции в проект начнут приносить прибыль уже на 6-7 год. Таким образом, рекомендуется осуществить реализацию данного строительного проекта.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Общие положения по выполнению РЗА

В соответствии с заданием ВКР выполняется комплексная реконструкция ПП 220 кВ Партизанск со строительством новых зданий и сооружений на новом земельном участке:

- монтаж блочно-модульного здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ) с размещением в нем вторичного оборудования;
- сооружение ОРУ 220 кВ по схеме №220-13 «Две рабочие системы шин» с жесткой ошиновкой;
- установка на открытой части ПП 220 кВ Партизанск КРУН 6 кВ по схеме №6-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» для 1С 6 и 2С 6 и по схеме «Одна секция шин» для 3С 6;
- установка на открытой части ПП 220 кВ Партизанск двух силовых масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1, ТСН-2, напряжением 6/0,4 кВ с ПБВ, мощностью 250 кВА каждый и одного силового масляного трансформатора собственных нужд ТСН-3, напряжением 6/0,4 кВ с ПБВ, мощностью 100 кВА;
- подключение новых ЛЭП-6 кВ отпайка от фид. 6 кВ №11 ПС 110/6 кВ Южная и ЛЭП-6 кВ отпайка от фид. 6кВ "Строительство" к 1С 6 и 2С 6 КРУН 6 кВ соответственно, а к 3С 6 подключение существующей ЛЭП- 6 кВ фид. 6кВ "4 участок";
- перезавод в проектируемое ОРУ 220 кВ заходов ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск, ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск;
- реконструкция ошиновки 220 кВ к АТ-1 Партизанской ГРЭС с перезаводом ее в проектируемое ОРУ 220 кВ;
- реконструкция ошиновки 220 кВ к АТ-2 Партизанской ГРЭС с перезаводом ее в проектируемое ОРУ 220 кВ.

Состав устройств РЗ, СА защищаемого оборудования, состав устройств ПА и объекты их размещения определяются при проектировании с использованием Типовых шкафов I архитектуры.

Предусматривается полная реконструкция существующего комплекса РЗА, ПА с учетом:

- срока его эксплуатации (с 2007г.);
- несоответствия его требованиям по аппаратному, программному и конструктивному исполнению к типовым шкафам I архитектуры;
- поэтапного перезавода присоединений в проектируемое ОРУ 220 кВ и использованием при этом временных решений с применением нового комплекса РЗА/ПА в проектируемом ОПУ и существующего комплекса РЗА/ПА на старой площадке;
- замены существующего комплекса РЗА ВЛ 220 кВ от иностранного производителя, для которого отсутствует техническая поддержка на территории РФ (ДЗЛ типа 7SD523).

В связи с вышесказанным технические решения по РЗА, ПА реконструируемой ПП 220 кВ Партизанск разрабатываются с использованием шкафов ШЭТ и отсеков ОЭТ I архитектуры.

Архитектура построения подстанции I типа предполагает принципиальную организацию построения вторичных систем и их взаимосвязей, в которых:

- обмен информацией между интеллектуальными электронными устройствами осуществляется преимущественно дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю;
- информационный обмен с верхним уровнем подстанции осуществляется цифровыми сигналами с использованием стандартного протокола MMS.

Установка новых устройств РЗА, ПА и СОПТ предусматривается в здание ОПУ.

Для устройств РЗА предусматривается не менее четырех групп уставок.

Для реконструкции ПП 220 кВ Партизанск выделяются четыре стадии рассмотренные в разделе 2.5, в связи с этим рассмотрим стадии реконструкции УРЗА в зависимости от этапа реконструкции первичного оборудования.

7.2 РЗА ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск

РЗА ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск имеет двухстороннее питание. Для указанной линии должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждений: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита).

Согласно требованию п.52 приказа 101 МЭ для обеспечения динамической устойчивости энергосистемы на ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 - Партизанск применяется два комплекта быстродействующих защит.

В качестве основной быстродействующей защиты для ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск применяется комплект продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ), в качестве второй быстродействующей защиты – КСЗ РС.

Со стороны ПП 220 кВ Партизанск необходимо применить следующие шкафы:

1. Шкаф основной защиты ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск типа ШЭТ 220.05-0 (версия для схем РУ с одним выключателем без ОСШ), реализующий следующие функции:

- ДЗЛ;
- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по цифровому каналу защиты;
- ЗНР, ОМП, РАС.

2. Шкаф резервной защиты ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск типа ШЭТ 220.07-0 (версия для схем РУ с одним выключателем без ОСШ), реализующий следующие функции:

- КСЗ РС (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК) с обменом разрешающими сигналами;
- ЗНР, ОМП, РАС.

3. Шкаф автоматики управления выключателем ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск типа ШЭТ 251.01-0, реализующего следующие функции:

- УРОВ, АПВ, КСН, ЗНФ, АУВ.

7.3 Перемычка между проектируемым ОРУ 220 кВ и существующим ОРУ 220 кВ

Для зашиты перемычки 220 кВ, выполняемой гибкой связью между новым ОРУ 220 кВ и существующим ОРУ 220 кВ через вновь сооружаемую ячейку QT5E с подключением в существующую ячейку ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск, предусматривается следующий состав зашит:

1. Со стороны нового ОРУ 220 кВ устанавливаются два полуккомплекта ДЗЛ+СЗ типа ШЭТ 220.05-0 (версия для схем РУ с одним выключателем без ОСШ), реализующий следующие функции:

- ДЗЛ;
- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по цифровому каналу зашиты;
- ЗНР, ОМП, РАС.

Также устанавливается шкаф автоматики управления выключателем типа ШЭТ 251.01- 0, реализующего следующие функции:

- УРОВ, АПВ, КСН, ЗНФ, АУВ.

Данные шкафы впоследствии планируется использовать для зашиты ошиновки 220 кВ и автоматики выключателя ВН блочного трансформатора ТГ №5.

2. Со стороны существующего ОРУ 220 кВ устанавливаются два полуккомплекта ДЗЛ+СЗ типа ШЭТ 220.06-0 (версия для схем РУ с двумя выключателями), реализующий следующие функции:

- ДЗЛ;
- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по цифровому каналу зашиты;
- ЗНР, ОМП, РАС.

Данные шкафы впоследствии планируется перенести в ОПУ реконструируемого ПП

220 кВ Партизанск и использовать для защиты ошиновки 220 кВ блочного трансформатора ТГ №4.

7.4 Шиносоединительный выключатель 220 кВ

Для ШСВ 220 кВ необходимо применить следующий шкаф:

1. Шкаф ступенчатых защит, УРОВ и АУВ ШСВ 220 кВ типа ШЭТ 451.01-0, реализующий следующие функции:

- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- ЗНР, АОДС, РАС;
- УРОВ, АПВ, КСН, ЗНФ, АУВ.

РЗА шин 220 кВ.

Согласно приказу №101 Министерства Энергетики РФ (п.73) для системы (секции) шин напряжением 220 кВ для схемы РУ №220-13 должна предусматриваться одна ДЗШ, поскольку количество присоединений не превышает 10 штук.

Для шин 220 кВ необходимо применить шкаф:

1. Шкаф ДЗШ типа ШЭТ 240.03-0 (до 9 присоединений с управляемой фиксацией), реализующий следующие функции:

- ДЗШ, КЦТ, БНН, РАС.

7.5 РЗА присоединений КРУН 6 кВ

В соответствии с главной схемой электрических соединений на открытой части ПП 220 кВ Партизанск устанавливается комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН 6 кВ).

В КРУН 6 кВ рассматривается комплекс РЗА следующих элементов:

- ВВ 6 кВ (Ф-1 - ЛЭП 6 кВ отпайка от ф. 6 кВ №11 ПС 110/6 кВ Южная, Ф-2 - ВВ ЛЭП 6 кВ отпайка от ф. 6 кВ «Строительство», Ф-3 - ф. 6 кВ «4 участок»);
- СВ 6 кВ;

- отходящих линий к ТСН 6/0,4 кВ мощностью 630 кВА (ОЛ к ТСН-1, ОЛ к ТСН-2, ОЛ к ТСН-3);

- ТН 6 кВ;

- секций шин 6 кВ.

7.5.1 Вводные выключатели 6 кВ

Для ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) необходимо применить комплекс РЗА, располагаемый в типовом отсеке ОЭТ 031.01-0, реализующий следующие функции:

- МТЗ/U;

- ЛЗШ;

- ЗОП;

- ТК ЗДЗ;

- УРОВ;

- АПВ, АУВ;

- КП;

- РАС.

7.5.2 Секционный выключатель 6 кВ

Для СВ 6 кВ необходимо применить комплекс РЗА, располагаемый в типовом отсеке ОЭТ 051.01-0, реализующий следующие функции:

- МТЗ/U;

- ЛЗШ;

- ЗОП;

- ТК ЗДЗ;

- УРОВ;

- АВР, ВНР, АУВ;

- КП;

- РАС.

7.5.3 Отходящие линии 6 кВ к ТСН

Для отходящей линии 6 кВ к ТСН-1 (ТСН-2, ТСН-3) необходимо применить комплекс РЗА, располагаемый в типовом отсеке ОЭТ 121.02-0, реализующий следующие функции:

- МФТО, МТЗ/U;
- НЗОЗЗ, ГСОЗЗ;
- ГЗ, ТЗ, ЗП;
- ЗОП;
- УРОВ;
- АУВ;
- КП;
- РАС.

7.5.4 ТН 6 кВ

Для ТН 6 кВ необходимо применить комплекс РЗА, располагаемый в типовом отсеке ОЭТ 060.01-0, реализующий следующие функции:

- ЗМН;
- СЗЗ;
- КНН;
- пуск по напряжению;
- БНН;
- КП;
- РАС.

7.5.5 Секции шин 6 кВ

На секции шин КРУН 6 кВ предусматривается защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) с контролем по току и ЛЗШ.

ЛЗШ реализована в устройствах РЗА типовых отсеков ОЭТ 031.01-0 ячеек вводных выключателей 6 кВ и ОЭТ 051.01-0 ячейки секционного выключателя 6 кВ, действует на отключение ВВ 6 кВ и СВ 6 кВ соответственно и блокируется при пуске защиты отходящей линии.

ЗДЗ в ячейках КРУН 6 кВ выполняется в виде комплекса распределительных устройств ЗДЗ с волоконно-оптическими датчиками на

основе протоколов группы стандартов МЭК 61850, корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».

Для каждой секции КРУН 6 кВ предусматривается отдельный комплекс ЗДЗ. В состав комплекса входит центральный блок управления (ЦБУ) и периферийные блоки (ПБ).

ЦБУ ЗДЗ выполняет следующие функции:

- прием и обработка информации от ПБ ЗДЗ релейных отсеков КРУ, полученной по независимой недублированной цифровой шине по протоколу разработчика защиты;
- прием дискретных сигналов токового контроля от ИЭУ вышестоящих элементов;
- передача сигналов по цифровой шине ЗДЗ периферийным блокам релейных отсеков КРУ;
- формирует воздействия на внешние цепи через выходные реле устройства;
- интеграция в АСУ ТП по стандартному протоколу МЭК 61850;
- формирование аналоговых значений для АСУ ТП и РАС;
- индикация срабатывания, неисправности, режима работы ЗДЗ, связи с ПБ ЗДЗ;
- регистрация событий в РАС;
- вывод информации на дисплей ЦБУ о срабатывании ДДЗ с указанием ячейки КРУ и объема, в котором зафиксирована дуга;
- вывод информации на дисплей ЦБУ о неисправностях ДДЗ или ПБ ЗДЗ;
- выявления ячейки с однофазным дуговым замыканием на землю по факту срабатывания ДДЗ и сигнализации замыкания на землю по цепям напряжения;
- вывод информации на дисплей ЦБУ о наличии однофазного дугового замыкания на землю с указанием номера ячейки КРУ;
- внутренняя диагностика (IRF) с воздействием на светодиодную индикацию, выходное реле неисправности и выводом информации на дисплей ЦБУ.

7.5.6 Вводной выключатель (ВВ).

Контроль тока ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) от ИЭУ РЗА ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) заводится в ЦБУ ЗДЗ дискретными сигналами.

ДДЗ отсека ввода, отсека выключателя и отсека сборных шин ячейки ВВ подключаются к оптическим входам ПБ ЗДЗ ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3).

ДДЗ отсека сборных шин и отсека выкатного элемента ячейки ТН до ввода 6 кВ Ф-1 (Ф-2) подключаются к оптическим входам ПБ ЗДЗ ТН ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2).

При срабатывании ДДЗ отсека ввода ячейки вводного выключателя 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3), ДДЗ отсека выкатного элемента ячейки ТН до ввода 6 кВ Ф-1 (Ф-2) в ЦБУ ЗДЗ формируется сигнал на отключение вводного выключателя 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3).

При срабатывании ДДЗ отсека выключателя ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) в ЦБУ ЗДЗ формируется сигнал на отключение выключателя ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) и отключение СВ.

Логика отключения вводного выключателя от ЗДЗ формируется в ЦБУ ЗДЗ. Отключение вводного выключателя от ЗДЗ при дуговом замыкании в отсеке выключателя, отсеке сборных шин ячейки ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3), а также в отсеке сборных шин ячейки ТН до ввода 6 кВ Ф-1 (Ф-2) должно выполняться с запретом АВР.

Сигнал на отключение ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) передается из ЦБУ ЗДЗ в ПБ ЗДЗ ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) по цифровой шине ЗДЗ. Воздействие на отключение вводного выключателя осуществляется «сухими» контактами в ИЭУ РЗА ВВ 6 кВ Ф-1 (Ф-2, Ф-3) и ЭМО ВВ.

Запрет АВР, сформированный логикой ЦБУ ЗДЗ, передается «сухим» контактом в схему АВР.

Секционный выключатель (СВ) (схема с одним СВ и секционным разъединителем).

В релейном шкафу КРУН СВ устанавливаются два ПБ ЗДЗ СВ, по одному для каждой секции шин (т.е. для каждого комплекта ЗДЗ).

Контроль тока СВ от ИЭУ РЗА СВ заводится «сухими» контактами в ЦБУ ЗДЗ обеих секций шин.

В отсеке сборных шин устанавливается один ДДЗ, подключенный к ПБ ЗДЗ СВ «своей» секции шин.

В отсеках выключателя и ввода/вывода СВ устанавливаются по два ДДЗ, каждый из которых заводится в «свой» ПБ ЗДЗ СВ.

Логика отключения секционного выключателя от ЗДЗ формируется в ЦБУ ЗДЗ.

Сигнал на отключение СВ передается из ЦБУ ЗДЗ в ПБ ЗДЗ СВ по цифровой шине ЗДЗ. Воздействие на отключение секционного выключателя от ПБ ЗДЗ СВ осуществляется «сухими» контактами в ИЭУ РЗА СВ и на ЭМО СВ.

Отходящая линия к ТСН.

ДДЗ кабельного отсека, отсека выключателя и отсека сборных шин шкафа КРУ отходящей линии (ОЛ) подключаются к оптическим входам ПБ ЗДЗ ОЛ.

Логика отключения от дуговых замыканий в кабельном отсеке шкафа КРУ ОЛ формируется в ЦБУ ЗДЗ.

Сигнал на отключение ОЛ с запретом АПВ передается из ЦБУ ЗДЗ в ПБ ЗДЗ ОЛ по цифровой шине ЗДЗ. Воздействие на отключение выключателя ОЛ от ПБ ЗДЗ ОЛ осуществляется «сухими» контакт

7.6 Ошиновка 220 кВ АТ-1

В связи со строительством ОРУ 220 кВ ПП 220 кВ Партизанск на новой площадке ошиновка 220 кВ АТ-1 будет представлять из себя участок ВЛ 220 кВ длиной не менее 1 км.

На основании предельного времени ликвидации КЗ и согласно п.52 Приказа №101 МЭ РФ предусматриваются два комплекта ДЗЛ для организации защиты ошиновки 220 кВ АТ-1 (АТ-1 расположен на Партизанской ГРЭС), выполняемой от новой площадки ПП 220 кВ Партизанск до Партизанская ГРЭС, предусматриваются два комплекта продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ).

Для ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-1 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС предусматривается организация двух каналов связи с использованием выделенных волокон ВОЛС.

По каналам ДЗЛ организуется прием/передача команд телеотключения от устройств РЗА.

Со стороны реконструируемого ПП 220 кВ Партизанск для защиты ошиновки 220 кВ АТ-1 необходимо применить следующие шкафы:

1. Два шкафа основной защиты линии типа ШЭТ 220.05-0 (версия для схем РУ с одним выключателем без ОСШ), реализующий следующие функции:

- ДЗЛ;
- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по цифровому каналу защиты;
- ЗНР, ОМП, РАС.

2. Шкаф автоматики управления выключателем ВН АТ-1 типа ШЭТ 251.01-0, реализующего следующие функции:

- УРОВ, АПВ, КСН, ЗНФ, АУВ.

На Партизанской ГРЭС для организации защиты ошиновки 220 кВ АТ-1 необходимо выполнить:

- установку двух полукомплектов ДЗЛ для совместной работы с полукомплектами, устанавливаемыми на ПП 220 кВ Партизанск;

- установку вблизи АТ-1 трансформаторов тока с обмотками класса точности 0,2S/0,2S/10PR/10PR/10PR и $K_{тт}=1000/1/1/1/1/5A$ в трех фазах, шкафа зажимов ТТ для подключения предусматриваемых полукомплектов ДЗЛ и переподключения существующей основной защиты ДЗТ АТ-1. Уточнение технических характеристик трансформаторов тока выполняется на последующих стадиях реконструкции на основании обосновывающих расчетов.

7.6.1 Расчет параметров срабатывания ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-1 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС

ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-1 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС осуществляет пофазное сравнение

дифференциального тока, равного модулю суммы векторов по концам защищаемой линии, с регулируемым порогом срабатывания ($I_{д0}$).

Для отстройки от небалансов, вызванных неодинаковостью измерительных трансформаторов тока и условий их работы, в ДЗЛ применяется торможение – увеличение порога сравнения дифференциального тока в зависимости от тормозной величины [10].

Тормозная величина формируется как сумма модулей векторов токов обоих полуккомплектов защиты [10].

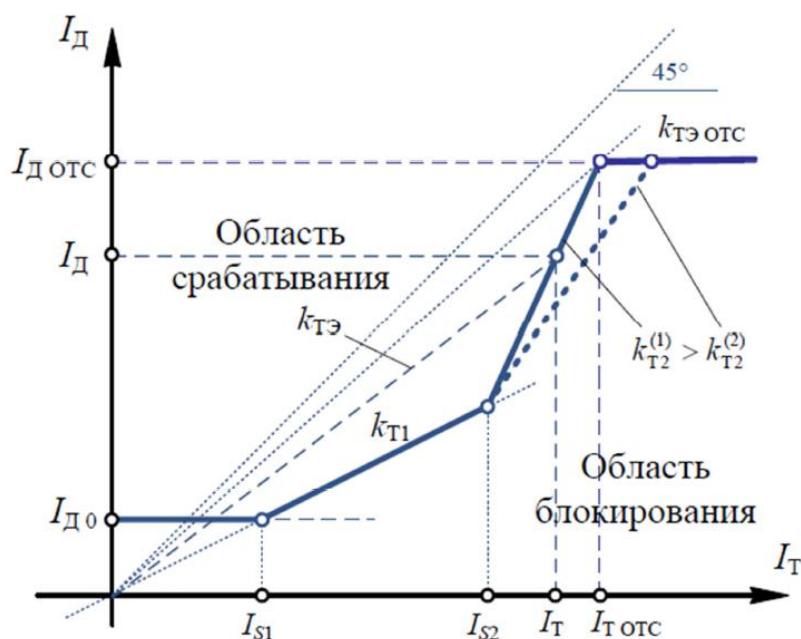


Рисунок 7.1 - Характеристика торможения ДЗЛ

Исходные данные:

Защищаемый объект – ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-1 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС.

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока $K_{ТТ} = 1200/5$, Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения $K_{ТН} = 220000/100$, $I_{раб\ max} = 867$ А, Максимальный ток внешнего КЗ: $I(3)_{кз} = 17800$ А, Минимальный ток КЗ в зоне работы защиты: $I(1)_{кз\ min} = 11760$ А и $I(2)_{кз\ min} = 13739$ А.

Отношение	реактивного	сопротивления	первичной	цепи
к	активному:	$X/R=5,4$.	Постоянная	времени
			сети	

$\tau = X/R/\omega = 5,4/314 = 0,017 \text{ с} = 17 \text{ мс}$. Базисный ток защиты $I_{\text{баз}} = 1400 \text{ А}$.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Отстройка от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{\text{д0}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нб}}; \quad (7.1)$$

где $I_{\text{н}}$ – ток небаланса в максимальном нагрузочном режиме

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$I_{\text{д0}} \geq \frac{2}{0,95} \cdot 0,167 = 0,36 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{нб}} = \frac{1}{I_{\text{баз}}} \left[(2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{\text{изм.}} + \delta_{\text{КС}}) \cdot I_{\text{раб.макс.}} + \frac{I_{\text{емк}}}{2} \right]; \quad (7.2)$$

$$I_{\text{нб}} = 0,167.$$

где ε – погрешность ТТ: $\varepsilon = 0,03$ – для ТТ класса 10Р;

$\varepsilon_{\text{изм}} = 0,01$ – небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале двух полуккомплектов ДЗЛ;

$I_{\text{емк}} = 2,6 \text{ А}$ – расчётный ёмкостный ток линии, А ;

$\delta_{\text{КС}} = 0,05$ – небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи при несимметрии КС равной 200 мкс:

Принимаем предварительно: $I_{\text{д0}} = 0,5 \text{ о.е.}$ или $I_{\text{д0}} = 600 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}}^1 = 2,7 \geq 2; \quad (7.3)$$

$$K_{\text{ч}}^2 = 2,3 \geq 2; \quad (7.4)$$

Требуемая чувствительность $K_{\text{ч}} \geq 2,0$, обеспечивается в режиме опробования со стороны ПП 220 кВ Партизанск.

Принимаем окончательно: $I_{\text{д0}}=0.5$ о.е. или $I_{\text{д0}}=600$ А диапазон от $(0, 2 \div 2,0$ о.е.).

7.7 Ошиновка 220 кВ АТ-2

В связи со строительством ОРУ 220 кВ ПП 220 кВ Партизанск на новой площадке ошиновка 220 кВ АТ-2 будет представлять из себя участок ВЛ 220 кВ длиной не менее 1 км.

На основании предельного времени ликвидации КЗ и согласно п.52 Приказа №101 МЭ РФ предусматриваются два комплекта ДЗЛ для организации защиты ошиновки 220 кВ АТ-2 (АТ-2 расположен на Партизанской ГРЭС), выполняемой от новой площадки ПП 220 кВ Партизанск до Партизанская ГРЭС, предусматриваются два комплекта продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ).

Для ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-2 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС предусматривается организация двух каналов связи с использованием выделенных волокон ВОЛС.

По каналам ДЗЛ организуется прием/передача команд телеотключения от устройств РЗА.

Со стороны реконструируемого ПП 220 кВ Партизанск для защиты ошиновки 220 кВ АТ-2 необходимо применить следующие шкафы:

1. Два шкафа основной защиты линии типа ШЭТ 220.05-0 (версия для схем РУ с одним выключателем без ОСШ), реализующий следующие функции:

- ДЗЛ;
- КСЗ (ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, МФТО, ОУ, АУ, БНН, БК);
- передачу дискретных сигналов ТУ/ТО по цифровому каналу защиты;
- ЗНР, ОМП, РАС.

2. Шкаф автоматики управления выключателем ВН АТ-2 типа ШЭТ 251.01-0, реализующего следующие функции:

- УРОВ, АПВ, КСН, ЗНФ, АУВ.

На Партизанской ГРЭС для организации защиты ошиновки 220 кВ АТ-2 необходимо выполнить:

- установку двух полукомплектов ДЗЛ для совместной работы с полукомплектами, устанавливаемыми на ПП 220 кВ Партизанск;

- установку вблизи АТ-2 трансформаторов тока с обмотками класса точности 0,2S/0,2S/10PR/10PR/10PR и $K_{ТТ}=1000/1/1/1/1/5A$ в трех фазах, шкафа зажимов ТТ для подключения предусматриваемых полукомплектов ДЗЛ и переподключения существующей основной защиты ДЗТ АТ-2. Уточнение технических характеристик трансформаторов тока выполняется на последующих стадиях реконструкции на основании обосновывающих расчетов.

7.7.1 Расчет параметров срабатывания ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-2 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС

Расчет произведен аналогично расчету ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-1 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС.

Исходные данные:

Защищаемый объект – ДЗЛ ошиновки 220 кВ АТ-2 между новой площадкой ПП 220 кВ Партизанск и Партизанской ГРЭС.

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока $K_{ТТ} = 1200/5$, Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения $K_{ТН} = 220000/100$, $I_{\text{раб max}}=867$ А, Максимальный ток внешнего КЗ: $I(3)_{\text{кз}}=17800$ А, Минимальный ток КЗ в зоне работы защиты: $I(1)_{\text{кз min}}=11760$ А и $I(2)_{\text{кз min}}=13739$ А.

Отношение реактивного сопротивления первичной цепи к активному: $X/R=5,4$. Постоянная времени сети $\tau = X/R/\omega = 5,4/314 = 0.017$ с = 17 мс. Базисный ток защиты $I_{\text{баз}}=1400$ А.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания

Отстройка от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{\text{д0}} \geq \frac{2}{0,95} \cdot 0,167 = 0,36 \text{ о.е.}$$

$$I_{нб} = 0,167.$$

Принимаем предварительно : $I_{д0}=0.5$ о.е. или $I_{д0}=600$ А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi}^1 = 2,7 \geq 2; \quad (7.5)$$

$$K_{\chi}^2 = 2,3 \geq 2; \quad (7.6)$$

Требуемая чувствительность $K_{\chi} \geq 2,0$, обеспечивается в режиме опробования со стороны ПП 220 кВ Партизанск.

Принимаем окончательно: $I_{д0}=0.5$ о.е. или $I_{д0}=600$ А диапазон от $(0, 2 \div 2,0$ о.е.).

7.8 Противоаварийная автоматика

В соответствии с техническим заданием на ПП 220 кВ Партизанск предусматривается реконструкция существующего комплекса ПА и УПАСК, разрабатываются технические решения с использованием архитектуры построения в соответствии с принципами, характерными для подстанций I типа.

Со стороны ПП 220 кВ Партизанск необходимо применить следующие шкафы:

1. Дублирующие шкафы ШЭТ 620.01-0 (1) и ШЭТ 620.01-0 (2) на ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск, включающие в себя функции:

- ФОЛ, ФОДЛ (выведено), ФОВ, АЛАР, АОПО (выведено);
- БНН (контроль цепей напряжения);
- РАС.

2. Шкаф типа ШЭТ 620.01-0 на ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск, включающий в себя функции:

- ФОЛ, ФОДЛ (выведено), ФОВ, АЛАР (выведено), АОПО (выведено);
- БНН (контроль цепей напряжения);

- РАС.

3. Шкаф ПА ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск, включающий в себя функции:

- КПП, АДВ и выдача УВ;
- БНН (контроль цепей напряжения);
- РАС.

Согласно ГОСТ Р 55105-2019 от АЛАР (п.6.3.12) предусматривается отключение с запретом АПВ выключателей линии со своей стороны и передача команды телеотключения на противоположный конец линии.

Для передачи/приема сигналов и команд РЗА, ПА на проектируемом ПП 220 кВ Партизанск предусматривается:

1. Установка следующей аппаратуры УПАСК по ВЧКС и УПАСК по ВОЛС:

- шкафа приемопередатчика №1 по выделенным ОВ типа ШЭТ ОВ-32/32-0 (1) по тракту ПП 220 кВ Партизанск – Партизанская ГРЭС;
- шкафа приемопередатчика №2 по выделенным ОВ типа ШЭТ ОВ-32/32-0 (2) по тракту ПП 220 кВ Партизанск – Партизанская ГРЭС;
- шкафа приемопередатчика по ВЧ (ф.В) типа ШЭТ ВЧ-32/32-0 для ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск;
- шкафа приемопередатчика по ВЧ (ф.А) типа ШЭТ ВЧ-32/32-0 для ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск;
- шкаф приемопередатчика по выделенным ОВ типа ШЭТ ОВ-32/32-0 для ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск.

Шкаф приемопередатчика по ВЧ (ф.В) типа ШЭТ ВЧ-32/32-0 ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск предназначен для взаимодействия с комплексами ПА и для организации обмена разрешающими сигналами между комплектами КСЗ.

Шкаф приемопередатчика по ВЧ (ф.А) типа ШЭТ ВЧ-32/32-0 ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск предназначен для взаимодействия с комплексами ПА и для организации обмена разрешающими сигналами между комплектами КСЗ.

Шкаф приемопередатчика по выделенным ОВ для ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск предназначен для взаимодействия с комплексами ПА.

Шкафы приемопередатчиков по выделенным ОВ по тракту ПП 220 кВ Партизанск – Партизанская ГРЭС предназначены для взаимодействия с комплексами ПА, в том числе для приема сигналов телеотключения от устройств ПА с Партизанской ГРЭС.

7.9 Регистратор аварийных событий

На ПП 220 кВ Партизанск регистрация аварийных событий реализована в следующих устройствах:

- МП устройства РЗА с функцией аварийного осциллографирования и событийной регистрации;
- автономная система РАС.

Регистрации (осциллографированию) подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА, состояние выключателей, параметры системы ОПТ). Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванные нарушениями в работе сетей 110 кВ и выше и сопровождающиеся работой устройств ПА (АЛАР, АЧР и т.д.).

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации на верхний уровень АСУ ТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, а также отображения данных на автоматизированных рабочих местах (АРМ) оперативного персонала и инженера РЗА.

Автономные РАС осуществляют передачу зарегистрированных данных об аварийном событии на подстанционный уровень АСУ ТП по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС» к сервисам передачи данных, отображаемым на протокол MMS.

РАС получает сообщения от ИЭУ уровня присоединения: устройств РЗА, ПА, УПАСК, КП.

Проектом предусматривается установка шкафов РАС:

- РАС №1 присоединений 220 кВ;
- РАС №2 6 кВ, СОПТ.

7.10 Определение места повреждения

Для ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск длиной 165,97 км и ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск длиной 22,322 км согласно приказу №101 Министерства Энергетики РФ (п.144) предусматривается определение места повреждения (ОМП).

Для ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск, ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск реализуется функция ОМП в составе терминалов защит ВЛ.

Также для ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Партизанск в связи с большой протяженностью ЛЭП, сложностью поиска и необходимостью более точного определения места повреждения предусматривается установка устройства ОМП на волновом принципе.

Устройство ОМП позволяет:

- выполнять определение места, времени и вида повреждения на ЛЭП;
- фиксировать момент возникновения и длительность КЗ;
- фиксировать аварийные величины;
- учитывать погрешность определения расстояния до места повреждения;
- измерять электрические величины для расчета места повреждения через заданное уставкой время от момента запуска устройства;
- учитывать подведение тока нулевой последовательности параллельной линии и его учета при определении места повреждения.

Для определения места повреждения используется микропроцессорный фиксирующий индикатор с функцией непосредственного определения расстояния до места короткого замыкания на воздушных линиях электропередачи.

Волновой принцип основан на измерении времен пробега волны возмущения от места повреждения до правого и левого концов ЛЭП. Синхронизация полуккомплектов ОМП выполняется от GPS- или Глонасс-

датчиков, поставляемых комплектно со шкафами ОМП.

Каждый из терминалов (полукомплектов) самостоятельно фиксирует приход волны возмущения и осуществляет ее привязку ко времени, заданному GPS/Глонасс.

Терминал, назначенный ведущим, выполняет установление связи с другим полукомплектом. После этого запрашивается наличие у второго полукомплекта зафиксированного возмущения со временем, отличающимся от первого не более чем на время пробега волны вдоль ЛЭП. Если возмущение имеется, то выполняется обмен метками времени возмущений и определение места повреждения. В противном случае возмущение определяется как помеха. Результаты ОМП выводятся на дисплеи терминалов.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Работы должны проводиться в строгом соответствии с нормами законодательства Российской Федерации, касающимися охраны труда [14].

Перед началом строительных работ и в ходе выполнения строительно-монтажных операций на площадке генподрядчик и все задействованные лица обязаны создать и согласовать мероприятия, направленные на защиту труда работников, находящихся на строительной территории. Строительно-монтажные работы могут начинаться лишь при наличии разработанного проекта производства работ (ППР), который должен содержать все необходимые меры по обеспечению безопасности труда и соблюдению норм производственной санитарии.

Рабочие пространства, как временные, так и постоянные, должны находиться вне пределов опасных территорий.

В местах, где имеются потенциально опасные производственные факторы, устанавливаются сигнальные ограждения и размещаются знаки безопасности [14].

Для осуществления работ в областях, где присутствуют опасные производственные факторы, не зависящие от специфики выполняемых задач, необходимо оформить наряд-допуск. Этот документ требуется для выполнения работ в условиях, где действуют опасные или вредные факторы.

Наряд-допуск выдается лицом, уполномоченным приказом руководителя организации, непосредственно руководителю работ, таким как мастер или бригадир. Перед тем как начать выполнение работ, руководитель обязан провести ознакомление сотрудников с мерами безопасности, связанными с производственным процессом, и задокументировать инструктаж в наряде-допуске. Работники, которые только что пришли на предприятие, могут быть допущены к выполнению своих обязанностей только после того, как пройдут вводный инструктаж по охране труда и производственной санитарии, а также специфический инструктаж на своем рабочем месте. Такой инструктаж

необходимо проводить каждый раз при переходе на новую работу или изменении условий труда, а также не реже одного раза в квартал.

Запись о проведении инструктажа фиксируется в определённом журнале [14].

Сотрудники обязаны иметь в своем распоряжении набор средств индивидуальной защиты.

Все операции следует выполнять в специализированной одежде и обуви, используя средства индивидуальной защиты, соответствующие характеру выполняемой деятельности [14].

При проведении работ в работающих электроустановках необходимо использовать специальную одежду и обувь, которые защищают от воздействия электрической дуги [14].

Организация постоянных и временных транспортных маршрутов, а также электросетей для кранов механизированных систем, складских зон и прочих объектов должна точно соответствовать проектным требованиям.

На строительной площадке необходимо разместить знаки, указывающие пути проезда и прохода [14].

Для доступа к рабочим зонам в выемках необходимо устанавливать трапы или маршевые лестницы, которые должны иметь ширину не меньше 0,6 м и быть оснащены ограждениями. Также допускается использование приставных лестниц, но их длина не должна превышать 5 м, если они выполнены из дерева. В ночное время, помимо ограждений, требуется установка световых сигналов, а вся строительная площадка должна быть хорошо освещена.

Все металлические компоненты строительных машин и механизмов, оснащенных электроприводами, обязаны иметь заземление [14].

Работа экскаваторов, кранов, самоходных подмостей, погрузчиков и других механизмов под действующими линиями электропередач запрещена, если они не отключены.

На строительных площадках скорость передвижения автомобилей не должна превышать 10 км/ч, а в зоне действия крана — 5 км/ч [14].

Хранение конструкций и материалов обязано соответствовать установленным стандартам и гарантировать беспрепятственный доступ к штабелям для проведения такелажных операций [14].

На строительной площадке необходимо обеспечить всех работников комфортными бытовыми условиями, включая душевые, гардеробные, обогревательные помещения, медицинский пункт и туалеты. Также требуется наличие столовой или комнаты для приема пищи, а также предоставление специальной одежды и обуви, а также офисных помещений.

На территории строительного объекта генподрядчик обязан установить пожарные посты, оснащенные средствами для борьбы с огнем, в местах, где возводятся здания и сооружения. Также необходимо выделить зоны, представляющие особую опасность в плане пожара, и установить режим работы в этих зонах. Важно обеспечить наличие противопожарного водоснабжения, используя пожарные гидранты, подключенные к водопроводной сети, или запасы воды из резервуаров и водоемов.

Автоматика тепловой пожарной сигнализации должна быть установлена в временных строениях и сооружениях, с выводом сигнала на наружную часть здания (например, звонок или громкий колокол «Ревун»). Система сигнализации обязана находиться в режиме постоянной готовности к работе.

Строителям разрешается передвигаться по строительной площадке исключительно по заранее установленным пешеходным маршрутам. Вся зона строительства ограждается временными заборами.

Запрещается допуск на строительную площадку людей, не имеющих отношения к работе, а также сотрудников, находящихся в состоянии алкогольного опьянения или не задействованных в процессе строительства [14].

Входные группы здания необходимо оснастить защитными навесами, которые должны соответствовать ширине входного проема или проектному козырьку. Кроме того, для обеспечения прохода сотрудников вдоль фасада здания следует предусмотреть строительство переходной галереи [14].

Каждый человек, присутствующий на территории строительного объекта, должен иметь на голове защитную каску [14].

Каждый сотрудник, находящийся на строительном объекте, обязан иметь доступ к питьевой воде.

План мероприятий по безопасному выполнению работ с использованием крана формируется в ППРк. Для создания безопасных условий труда над входом в здание устанавливаются защитные козырьки, размеры которых составляют 2,0х2,0 м.

В ночное время строительные площадки, зоны выполнения работ и места для сотрудников, а также пути доступа к ним должны быть обеспечены освещением, которое соответствует государственным стандартам. Освещение внутри закрытых помещений должно удовлетворять нормам и правилам, установленным в строительстве.

Уровень освещения должен быть однородным, исключая ослепляющее воздействие источников света на сотрудников. Выполнение работ в темных зонах запрещено [14].

Обеспечение электробезопасности на строительном объекте требует строгого соблюдения норм, касающихся проектирования и монтажа электроустановок, а также правил их эксплуатации для потребителей. Важным аспектом является также соблюдение норм охраны труда при работе с электроустановками, а также следующих [14]:

Светильники общего освещения с напряжением 220 В должны быть установлены на высоте не ниже 2,5 метра от пола, земли или настила. Если высота установки составляет менее 2,5 метра, следует использовать светильники, разработанные специально для таких условий, напряжением, не превышающим 42 В.

- использованием выключающих устройств, рубильников и различных коммутационных электрических приборов, предназначенных для эксплуатации на улице в защищенном варианте, в соответствии с нормами ГОСТ.

- использованием розеток с номинальным током до 20 А, предназначенных для переносного электрического оборудования и ручных инструментов,

оснащенных устройствами защитного отключения (УЗО), с током срабатывания, не превышающим 30 мА;

Зоны, где проводятся электросварочные работы (если отсутствует несгораемый защитный настил), необходимо очищать от горючих материалов на расстоянии не менее 5 метров, а от взрывоопасных веществ и устройств (включая газовые баллоны) – на 10 метров.

Металлические элементы сварочного оборудования, которые не находятся под электрическим напряжением, а также детали и конструкции, подлежащие сварке, должны быть заземлены на протяжении всего процесса сварки. Кроме того, сварочный аппарат требует соединения заземляющего болта с зажимом вторичной обмотки, к которому подсоединяется обратный провод.

Запрещается осуществление электросварочных работ в условиях дождя или снегопада, если отсутствуют укрытия над сварочным оборудованием и местом работы сварщика.

8.1.1 Требования безопасности при производстве земляных работ

Во время выполнения земляных работ следует строго придерживаться условий проектной документации, ППР и актуальных СНиП.

В процессе выполнения земляных работ к обработке грунта могут быть допущены только те лица, которым исполнилось 18 лет. Они должны пройти медицинское обследование, получить вводный инструктаж, овладеть безопасными методами труда, пройти тестирование на знание правил и уметь оказывать первую помощь до приезда врача [14].

Сотрудники обязаны быть снабжены специальной одеждой, прошедшей сертификацию, а также средствами личной защиты [14].

На территории предприятия земляные работы следует выполнять исключительно по наряду-допуску [14].

Прежде чем начинать маневры во время эксплуатации экскаватора, оператор должен проверить, чтобы в зоне потенциальной опасности, которая определяется длиной стрелы и выдвинутой рукоятью, не находилось людей.

Во время работы машинисту экскаватора запрещается:

- осуществлять вращение платформы, если ковш остается в земле;
- осуществлять планировку грунта, убирая участок с помощью бокового перемещения рукояти;
- производить очистку, смазку, настройку и ремонт экскаватора с поднятым ковшом;
- выполнять любые операции, когда люди находятся между экскаватором и забоем;
- покидать рабочее место при поднятом ковше;
- делегировать управление людям, которые не обладают необходимыми лицензиями.
- оставлять экскаватор с работающим двигателем;
- перевозить в кабине экскаватора посторонних лиц.

Во время эксплуатации экскаватора находиться в зоне его действия и в пределах 5 метров от него строго запрещено.

При работе бульдозера запрещается:

- залезать в кабину движущегося бульдозера;
- выдвигать нож за бровку откоса котлована;
- подводить гусеницы бульдозера к краю новой насыпи приблизительно 1 метр;
- осуществлять засыпку трубы без предварительной проверки наличия людей в котловане. В случае остановки работы машинист бульдозера обязан опустить нож на землю.

Машинистам не разрешается покидать механизмы с работающим двигателем без присмотра.

Когда осуществляется работа по созданию траншей и котлованов вблизи действующих коммуникаций, которые не имеют защиты от механических повреждений, использование землеройной техники для разработки грунта допускается на определенных минимальных расстояниях:

– для линий связи, находящихся как под землёй, так и в воздухе; трубопроводов из полиэтилена, сварной стали, железобетона, керамики, чугуна и хризотилцемента, а также для каналов и коллекторов, имеющих диаметр не превышающий 1-0,5 м, с расстоянием от боковой поверхности не менее 0,5 м и не более 0,5 м над верхней частью коммуникаций, с предварительным их выявлением с точностью не более 0,25 м;

Для силовых кабелей, магистральных трубопроводов и других подземных систем, а также для валунных и глыбовых грунтов, независимо от типа коммуникаций, требуется соблюдать расстояние: 2 метра от боковой поверхности и 1 метр над верхней частью коммуникаций. При этом необходимо предварительно их обнаружить с точностью не более 0,5 метра.

Расстояние, на котором строительная техника должна находиться от края котлована, должно устанавливаться с учетом типа грунта и глубины самого котлована.

Оставшийся грунт необходимо обрабатывать с использованием ручных инструментов без ударного действия или специализированных механических средств.

Если во время проведения земляных работ будут выявлены подземные коммуникации и сооружения, которые отсутствуют в проектной документации, необходимо немедленно остановить строительные работы. Важно принять меры для защиты этих коммуникаций и сооружений, а также установить, какая организация отвечает за их эксплуатацию, и вызвать представителя этой организации на место проведения работ.

Запрещается проводить разработку грунта в траншее методом "подкоп". Отвал грунта необходимо размещать на расстоянии не менее одного метра от границы котлована. Все валуны, камни и отслоения грунта, которые могут быть найдены на откосах, подлежат удалению. Габариты траншеи должны быть такими, чтобы монтажные работы могли выполняться без затруднений.

В ходе выполнения работ по выемке грунта с использованием одноковшового экскаватора необходимо предотвратить образование «козырьков» из земли.

Для обеспечения безопасного перемещения людей через котлованы и траншеи необходимо создать переходные мостики, оборудованные перилами. Для спуска в траншею или котлован следует установить лестницы или трапы, ширина которых должна составлять не менее 0,6 м и также иметь перила.

Для того чтобы обеспечить оперативный выход сотрудников из траншеи или котлована, необходимо монтировать стремянки с наклоном 1:3, устанавливая планки через каждые 40 см.

Прежде чем разрешить сотрудникам входить в котлован, глубина которого превышает 1,3 метра, ответственное лицо обязано оценить состояние откосов и убедиться в прочности укрепления стенок котлована.

Расстояние, на котором должна находиться строительная техника от края котлована, следует устанавливать в зависимости от типа почвы и глубины самого котлована.

Оборудование, которое требуется для выполнения работы, должно располагаться на расстоянии не менее 0,5 метра от края траншеи или котлована. Нельзя размещать материалы и инструменты на склоне откоса земли, который находится со стороны траншеи или котлована.

В котловане разрешается находиться лишь тем людям, которые непосредственно занимаются выполнением определённых задач в текущий момент.

Если на стенках траншеи образуются трещины, которые могут привести к обвалу, сотрудники обязаны сразу же покинуть это место. Стенки с трещинами необходимо разрушить, удалить грунт и предпринять меры для предотвращения дальнейшего обрушения (укрепление стенок траншеи, срезка грунта для увеличения углов откоса и так далее).

Перед тем как засыпать траншею или котлован, ответственное за безопасность работ лицо обязано самостоятельно проверить, что в траншее или котловане отсутствуют люди, строительные материалы и инструменты.

При загрузке грунта в автосамосвалы с помощью экскаватора следует осуществлять процесс с задней или боковой стороны кузова. Запрещается поднимать ковш экскаватора над местом, где находится водитель. Погрузка грунта разрешена исключительно в том случае, если в кабине автосамосвала отсутствуют водитель и другие лица. Люди не должны находиться между экскаватором и грузовым автомобилем.

8.1.2 Эксплуатация строительных машин

Выполнение строительно-монтажных операций с использованием подъемных механизмов должно осуществляться в соответствии с проектом производства работ (ППР) и проектом, касающимся работы кранов (ППРк).

В процессе выполнения монтажных работ с использованием подъемного оборудования следует определить:

- специалиста в области инженерно-технического надзора за безопасной эксплуатацией подъемных машин, а также съемных устройств для захвата грузов и упаковки.
- специалиста в области инженерии и техники, который отвечает за поддержание грузоподъемных механизмов в рабочем состоянии;
- человек, который несет ответственность за безопасность выполнения работ с использованием кранов (это может быть мастер, прораб, руководитель участка или бригадир).

Обязанность за обеспечение безопасности при выполнении работ с использованием крана в процессе монтажных и погрузочно-разгрузочных операций лежит на сотруднике из числа инженерно-технического персонала. Это возможно только после его обучения и подтверждения знаний «Правил безопасности для опасных производственных объектов, где применяются подъемные механизмы», а также должностных инструкций для ответственных работников и производственных регламентов для обслуживающего персонала. Проверка знаний осуществляется экзаменационной комиссией с участием инспектора Ростехнадзора, после чего ему выдается соответствующее удостоверение.

Оборудование для строительства, транспортные средства, производственные машины, механические средства, различные приспособления, а также ручные инструменты и машины обязаны соответствовать нормам государственных стандартов в области охраны труда. При этом новые приобретения, как правило, должны иметь сертификат, подтверждающий их соответствие требованиям охраны труда. Использование вышеупомянутых механических средств без предусмотренных конструкцией защитных устройств, блокировок, сигнализационных систем и других средств коллективной защиты работников строго запрещено.

Использование строительной техники должно проводиться в соответствии с предписаниями действующих нормативных актов.

Использование грузоподъемных механизмов и прочих средств механизации, находящихся под контролем Ростехнадзора, должно осуществляться с соблюдением требований нормативных актов, одобренных данным органом.

Механизированные средства, которые были недавно куплены, взяты в аренду или подвергнуты реконструкции, не подлежат контролю со стороны государственных надзорных органов. Их разрешается использовать только после проведения освидетельствования и испытаний, которые должны осуществляться лицом, ответственным за их эксплуатацию.

Автомобили, транспортные средства, оборудование для производства и прочие механизированные устройства должны эксплуатироваться в соответствии с их назначением и использоваться в условиях, определенных производителем.

Юридические лица или индивидуальные предприниматели, использующие различные машины, транспортные средства, оборудование для производства и иные механизированные средства, обязаны поддерживать их в исправном состоянии. Это можно сделать как самостоятельно, так и с помощью специализированных компаний. Список неисправностей, при наличии которых эксплуатация механизированных средств недопустима, определяется документацией, предоставленной производителем этих средств.

Обслуживание и ремонт автомобилей, а также других механических средств должны проводиться исключительно после полной остановки и отключения двигателя (или привода). Это необходимо для предотвращения случайного запуска двигателя и непреднамеренного движения машины или её компонентов. Также важно сбросить давление в гидравлических и пневматических системах, за исключением тех ситуаций, которые разрешены в эксплуатационной и ремонтной документации [14].

В процессе технического обслуживания и ремонта сборочных компонентов машины или транспортного средства, которые могут двигаться под воздействием своей массы, необходимо обеспечить их блокировку с помощью механических средств или установить на опору. Это делается для предотвращения их случайного перемещения.

Во время проведения технического обслуживания электроприводных машин необходимо соблюдать меры предосторожности, чтобы избежать случайного включения напряжения, следуя установленным нормам охраны труда при работе с электроустановками потребителей.

При проведении технического обслуживания и текущего ремонта автомобилей, машин, производственного оборудования и других механических средств необходимо, чтобы рабочие зоны были оснащены полным набором исправных инструментов, приспособлений, инвентаря, средств для подъема грузов и оборудования для тушения пожаров [14].

Запрещается оставлять автомобили, транспортные средства и иные механизированные устройства с работающим двигателем без присмотра.

Запуск, активация и эксплуатация транспортных средств, автомобилей, производственной техники и других механизмов должны осуществляться исключительно тем человеком, которому они назначены, и который обладает соответствующим удостоверением на управление данным оборудованием.

В процессе эксплуатации машин и транспортных средств в соответствии с требованиями эксплуатационной документации, уровни шума, вибрации, запыленности и загазованности в рабочем пространстве машиниста (водителя) и в зоне функционирования машин обязаны оставаться в пределах действующих

норм. Кроме того, уровень освещения не должен опускаться ниже установленных предельных значений, определенных действующими стандартами.

8.2 Экологичность

8.2.1 Вывоз строительных отходов

После завершения всех работ осуществляется демонтаж и вывоз сборных элементов строительного городка, таких как модульные бытовки, контейнеры для мусора, биотуалеты, осветительные прожекторы, временные коммуникации и ограждения. Для выполнения демонтажных и погрузочных операций применяется автокран модели КС-55713-1В.

Строительные отходы могут храниться не дольше трех суток. Их вывоз производится с использованием автомобильного транспорта [27].

Генеральный подрядчик должен подписать соглашения с транспортными компаниями и получателями строительных отходов, которые располагают необходимыми лицензиями для их транспортировки и переработки [27].

Регистрация образовавшихся и переданных на переработку строительных отходов ведется в журнале, предназначенном для учета временного хранения и утилизации отходов. Генеральный подрядчик несет ответственность за сбор, временное хранение и учет этих отходов [27].

Утилизация строительных отходов осуществляется с использованием самосвала, который доставляет их на свалку.

8.2.2 Рекультивация земель

Все занятые территории подлежат рекультивации, за исключением участков ПП, подъездных дорог и опор для ВЛ.

Работы, относящиеся к техническому этапу и касающиеся возведения объекта, осуществляются после того, как строительные работы завершены [27].

В процессе технической рекультивации земель, пострадавших в результате строительства и эксплуатации линейных объектов, необходимо осуществить ряд следующих мероприятий [27]:

- демонтаж всех временных сооружений, оборудования и строительного мусора с повреждённых участков;

Засыпка котлованов землей, формирование гладкой поверхности с учетом уплотнения почвы.

- равномерное распределение оставшегося грунта по территории, подлежащей рекультивации, или его перемещение в заранее определенные зоны (если это требуется);

- создание насыпей, углублений, заполнение или выравнивание ям и впадин;

- действия, направленные на борьбу с эрозией почвы (применение минеральных удобрений, озеленение территории с помощью посева трав и т.д.);

- укрытие восстановленной территории слоем плодородной земли (если он имеется).

Восстановление растительности, включая деревья и кустарники, в пределах полосы отвода линейных объектов, что может помешать их нормальной эксплуатации, не разрешается. Плодородный слой почвы, который был удалён в процессе возведения линейных сооружений, может быть использован для рекультивации земель, пострадавших от строительства, без необходимости его складирования и хранения. Однако почвы на строительном участке не подходят для снятия плодородного слоя, поэтому его удаление не осуществляется, и создание мест временного хранения не является необходимым.

Завершение процесса рекультивации земель оформляется актом, который подписывается ответственным лицом, обеспечившим выполнение рекультивационных мероприятий. Данный акт должен включать информацию о выполненных работах по рекультивации, а также данные о состоянии земельных участков, на которых проводились эти работы. В частности, в акте должны быть указаны физические, химические и биологические параметры состояния почвы, полученные в результате измерений и исследований, а также информация о соответствии этих показателей установленным нормативным требованиям.

8.2.2 Источники шумового воздействия

Шум является одним из наиболее распространенных и агрессивных факторов загрязнения окружающей среды.

Основными задачами разработки данного подраздела являются:

- определение расположение источников шума на рассматриваемой территории;
- разработка комплекса мероприятий по защите от шума и вибраций;
- определение степени воздействия от проектируемых источников шума рассматриваемого объекта на акустический режим территории на границе санитарно-защитной зоны и в населенных пунктах, находящихся в зоне влияния объекта.

При реконструкции ПП, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПП, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведён в таблице 8.1 [3].

Таблица 8.1 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТРДТН-20000/220	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 20$ МВА, $U_{ном} = 220$ кВ) [3]:

$$L_{PA} = 89 \text{ дБА};$$

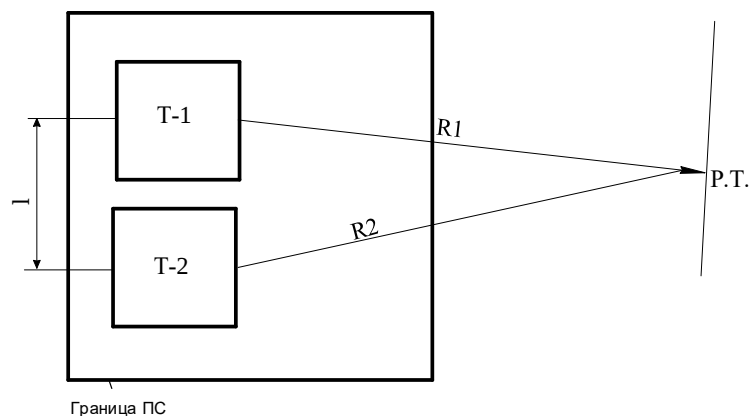


Рисунок 8.1 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

Т.к. расстояние между трансформаторами небольшое и $R_1 \ll l, R_2 \ll l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [3]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{WAi}}, \quad (8.1)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.189} = 91,0 \text{ дБА},$$

где n – количество источников шума (ТМ);

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

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta U_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПП до границы прилегающей территории [3]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{\text{WA}\Sigma} - DV_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (8.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(91.0-50)}}{2\pi}} = 50,24 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПП территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПП до границы, прилегающей территории будет равным 50,24 м.

8.3 Чрезвычайная ситуация

Обеспечение пожарной безопасности на строительных объектах должно основываться на соблюдении норм Федерального закона от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ (с изменениями от 30 апреля 2021 года) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также на следующих [28]:

- утвердить приказом сотрудников, отвечающих за обеспечение противопожарной безопасности на строительной площадке;
- к каждому зданию, находящемуся в процессе строительства или эксплуатации, а также к площадкам для открытого хранения строительных материалов, конструкций и оборудования необходимо обеспечить беспрепятственный доступ;
- не загромождать подъезды (выезды) к стройплощадке;
- запрещается разжигать костры на территории стройплощадки.

На строительной площадке необходимо обеспечить наличие исправного комплекта первичных средств для тушения пожаров. В пределах строительной территории следует установить щиты, содержащие минимально необходимый набор пожарного инвентаря, а именно: два топора, два ломика и две лопаты, два

железных багра, а также два ведра, окрашенных в красный цвет, и два огнетушителя.

На строительной площадке необходимо предусмотреть средства связи для вызова пожарных служб. Доступ к таким средствам должен быть гарантирован круглосуточно.

Обеспечение санитарно-бытовых условий для трудящихся должно включать в себя следующие аспекты [28]:

- В жилом помещении должно быть предусмотрено пространство для обогрева сотрудников, а также для хранения как рабочей, так и домашней одежды (закрытые шкафчики), место для обеда (стол) и умывальник;

- На строительной площадке необходимо обеспечить всех работников питьевой водой в объеме 3 литра на человека ежедневно. Вода должна храниться в бытовом помещении.

Общая яркость освещения на строительной площадке обязана составлять минимум 2 люкса. В ночное время уровень охранного освещения на территории строительства должен быть не ниже 0,5 люкс.

Для того чтобы исключить возможность проникновения несанкционированных лиц на участок, где ведётся строительство, необходимо установить ограждение, соответствующее установленным стандартам.

В каждом бытовом помещении необходимо наличие аптечки, содержащей медицинские инструменты и препараты для оказания первой помощи сотрудникам, укомплектованной изделиями медицинского назначения.

Запрещается допускать на стройплощадку, а также в санитарно-бытовые зоны и на рабочие места как посторонних людей, так и сотрудников в состоянии алкогольного опьянения.

На территории строительного объекта все присутствующие должны быть в защитных касках. Работники и инженерно-технический персонал не могут приступать к выполнению своих обязанностей без касок и других средств индивидуальной защиты.

На строительной площадке необходимо установить набор первичных средств для борьбы с огнем, включая песок, лопаты, багры и огнетушители [28].

С целью обеспечения пожарной безопасности на объекте, а также для защиты имеющихся зданий, сооружений и оборудования, ответственные лица (мастер, прораб, начальник участка) должны выполнять следующие требования [28]:

- провести инструктаж для всех работников, задействованных в выполнении задач, с фиксацией в специализированном журнале;
- осознавать и строго следовать нормам пожарной безопасности, а также контролировать их выполнение всеми сотрудниками в процессе демонтажа;
- гарантировать наличие, исправное состояние и готовность к использованию средств для тушения пожаров;
- гарантировать отключение всей системы электроснабжения участка по завершении рабочей смены, за исключением дежурного освещения и освещения проходов и проездов на территории участка;
- проводить проверку противопожарной безопасности объекта как минимум один раз за смену;
- необходимо быть осведомлённым о пожарной опасности различных материалов и строительных конструкций;
- определить список специальностей, сотрудники которых обязаны проходить обучение в рамках программы пожарно-технического минимума.

В помещениях, где существует риск возникновения пожара, необходимо разместить инструкции, предупреждающие знаки и плакаты, касающиеся мер пожарной безопасности, с учётом специфики данных пространств, а также средств для тушения огня и эвакуации людей. Курение на территории объекта допускается исключительно в специально обозначенных зонах, где установлены таблички с надписью "Место для курения" [28].

На пожарной безопасности, относящейся ко II категории, предусмотрена установка водопровода для тушения огня.

Система наружного пожаротушения предусмотрена для объекта ОПУ и проходной, используя проектируемые гидранты, которые подключены к сети противопожарного водопровода. Эта сеть соединена с резервуарами №1 и №2, объемом 130 м³ каждый. Работу по подаче воды в противопожарный водопровод будет выполнять насосная станция, проектируемая для обеспечения необходимого давления и расхода воды на протяжении всего времени ликвидации пожара.

Насосная станция предлагается в виде комплектного блока и поставляется с полной заводской комплектацией.

В проектируемых системах наружного хозяйственного питьевого и противопожарного водоснабжения будут установлены водопроводные колодцы, оснащенные запорно-регулирующей арматурой и пожарными гидрантами (для сети противопожарного водопровода). Корпуса этих колодцев изготавливаются из прочного армированного пластика и поставляются в готовом заводском варианте.

На участках, где проектируемые водопроводные сети пересекаются с автомобильными дорогами или маршрутами для перемещения тяжёлого оборудования, эти сети помещаются в защитные футляры из труб ПЭ100 SDR26.

На кольцевой системе водоснабжения в местах, где находятся пожарные гидранты, устанавливаются светящиеся указатели с буквами «ПГ» [4].

Знаки устанавливаются на высоте от 2 до 2,5 метров на углах строений и подсвечиваются в темное время суток [13].

В рамках проекта установлена глубина, на которую будут закладываться трубопроводы для систем противопожарного и хозяйственного водоснабжения - 2,91 метра.

Для укладки сетей используются трубы НППИТ. Поскольку глубина установки трубопроводов превышает 1,5 метра, необходимо укрепление откосов с помощью инвентарных щитов.

Здание ОПУ будет оснащено внутренним пожарным водопроводом. Для создания внутренних трубопроводов используется стальная бесшовная горячедеформированная труба марки 09Г2С. В целях обеспечения внутреннего

пожаротушения предусмотрены пожарные краны с диаметром 50 мм, длина рукава составляет 20 м, а диаметр спринклерного наконечника — 16 мм. Эти устройства устанавливаются в специальных шкафах, рядом с которыми размещаются два огнетушителя типа ОП-8. Для повышения надежности системы внутреннего пожаротушения водопроводы в здании ОПУ соединены в кольцо.

В рамках проектирования внутриплощадочных систем водоснабжения, включая хозяйственный питьевой водопровод и противопожарный водопровод, планируется создание колодцев для размещения отключающих устройств и пожарных гидрантов. Эти колодцы, изготовленные из полимерных материалов и обладающие герметичными свойствами, будут устанавливаться на бетонные плиты-основания. Для предотвращения их всплытия в результате сезонных колебаний уровня грунтовых вод, колодцы будут надежно фиксироваться с помощью анкерных креплений из нержавеющей стали.

Согласно запланированному графику функционирования подстанции, проектом предусмотрена автоматизация системы насосного пожаротушения и резервуаров для воды [28].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была выполнена реконструкция ПП 220 кВ Партизанск с целью повышения надежности схемы выдачи мощности в сеть 220 кВ в Приморском крае.

Подстанция находится внутри огражденной зоны ПП 220 кВ Партизанск. Она выполнена в виде открытого распределительного устройства 220 кВ по схеме №220-13.

Первичное оборудование было выбрано и прошло проверку по соответствию расчетных характеристик с паспортными данными. Установлены элегазовые баковые выключатели 220 кВ марки ВЭБ-УЭТМ-220, которые оснащены встроенными трансформаторами тока ТВ-220, а также разъединители 220 кВ типа РДЗ-220.

На пункте питания (ПП) планируется установка ограничителей перенапряжений типа ОПН на вводах подстанций, чтобы защитить оборудование от перенапряжений, возникающих с линий электропередач 220 кВ.

В области проектирования систем релейной защиты и автоматики принято решение о замене имеющегося комплекса релейной защиты для ВЛ 220 кВ, который был произведён SIEMENS (модель ДЗЛ 7SD523) и по состоянию на 2025 год не имеет технической поддержки в России, на микропроцессорные устройства отечественного производства фирмы ЭКРА. Расчет параметров защиты был выполнен в соответствии с актуальными руководствами и рекомендациями производителей оборудования.

Также были рассмотрены аспекты охраны труда на ПС и вопросы безопасности и защиты окружающей среды.

Поставленные задачи в рамках ВКР были успешно выполнены. Рассматриваемый проект реконструкции ПП 220 кВ Партизанск, при условии его дальнейшего детального рассмотрения и проработки, имеет потенциал для реализации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного реконструкции / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005;
2. Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014;
3. ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 15.03.2025);
4. ГОСТ Р 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136061> (Дата обращения: 25.03.2025);
5. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (Дата обращения: 12.04.2025);
6. ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (Дата обращения: 15.03.2025);
7. ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200051507> (Дата обращения: 15.03.2025);
8. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004382> (Дата обращения: 12.03.2025);

9. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2025 года [Электронный ресурс] // E-smeta.ru: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/index/1347-indexy-smetnoy-oborudovaniya-1kv2025.html>.
10. Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.
11. Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного реконструкции / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989;
13. Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003;
14. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (Дата обращения: 02.03.2025);
15. Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 N 101"об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.04.2019 N 54503) [Электронный ресурс] URL: <https://minjust.consultant.ru/special/documents/document/42706> (Дата обращения: 11.03.2025).

16. ПТЭЭП. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс] URL: <https://base.garant.ru/12129664/> (Дата обращения: 04.03.2025).
17. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт;
18. РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.1999. – СПб.: Издательство ПЭИПК;
19. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М: Энергоатомиздат;
20. Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf
21. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденный приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09 июля 2012 г. № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 октября 2014 г. № 477) [Электронный ресурс] <https://abk-63.ru/article/opredelenie-stoimosti-stroitelstva-ps-po-ukrupnennym-pokazatelyam> (Дата обращения: 16.04.2025).
22. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ПАО «ФСК ЕЭС».
23. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122-87) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 280) [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034368> (Дата обращения: 13.03.2025);

24. СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (Дата обращения: 20.04.2025).
25. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения [Электронный ресурс] URL: https://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (Дата обращения: 28.02.2025);
26. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект» 2012. -376 с.
27. Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2025 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.03.2025);
28. Федеральный закон от 22.07.2008 г. №123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644> (Дата обращения: 11.03.2025);
29. Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.
30. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.
31. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет ТКЗ

Ток трехфазного и однофазного КЗ:
на шинах ПС 500 кВ Лазовая

$$Ik3_{c1} := 13.5 \text{ кА}$$

на шинах 500 кВ Чугуевка

$$Ik3_{c2} := 12.83 \text{ кА}$$

Напряжение из среднего ряда:

$$U_{cp220} := 230 \text{ кВ}$$

Параметры ЛЭП:

$$X_{л20} := 0.405 \quad l_{л2} := 22.32 \text{ км}$$

$$X_{л10} := 0.405 \quad l_{л1} := 165.97 \text{ км}$$

Сопротивление эквивалентного источника:
прямой последовательности:

$$X_{c1} := \frac{U_{cp220}}{\sqrt{3} \cdot Ik3_{c1}} = 9.836 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} := \frac{U_{cp220}}{\sqrt{3} \cdot Ik3_{c2}} = 10.35 \text{ Ом}$$

Сопротивление ЛЭП:

прямой последовательности:

$$X_{л1} := X_{л10} \cdot l_{л1} = 67.218 \text{ Ом}$$

$$X_{л2} := X_{л20} \cdot l_{л2} = 9.04 \text{ Ом}$$

нулевой последовательности:

$$X_{0л1} := 3X_{л10} \cdot l_{л1} = 201.654 \text{ Ом}$$

$$X_{0л2} := 3X_{л20} \cdot l_{л2} = 27.119 \text{ Ом}$$

+

Периодическая оставляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{k3_{K1}} := \frac{U_{cp220}}{(X_{c1} + X_{л1})\sqrt{3}} + \frac{U_{cp220}}{(X_{c2} + X_{л2})\sqrt{3}} = 8.572 \quad \text{кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$K_y := 1 + e^{\frac{-0.01}{0.015}}$$

$$i_{уд_{K1}} := \sqrt{2} \cdot I_{k3_{K1}} \cdot K_y = 24.827$$

Проверка и выбор оборудования

Силовые выключатели 220 кВ

По номинальному напряжению 220 кВ

$$\begin{aligned} U_{номсети} &:= 220 & k_{уд} &:= 1.7 & t_{откл} &:= 3 & t_{тер} &:= 3 \\ I_{по} &:= 11.6 & i_{тер} &:= 20 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{ном.расч} := 1219 = 1.219 \times 10^3$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 27.888$$

$$B_k := (I_{по})^2 \cdot t_{откл} = 403.68$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 1.2 \times 10^3$$

$$i_{а.ном} := \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22.627 \qquad i_{0a} := \sqrt{2} \cdot 12.6 = 17.819$$

Периодическая оставляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{k3_{K1}} := \frac{U_{cp220}}{(X_{c1} + X_{л1})\sqrt{3}} + \frac{U_{cp220}}{(X_{c2} + X_{л2})\sqrt{3}} = 8.572 \quad \text{кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$K_u := 1 + e^{\frac{-0.01}{0.015}}$$

$$i_{уд_{K1}} := \sqrt{2} \cdot I_{k3_{K1}} \cdot K_u = 24.827$$

Проверка и выбор оборудования

Силовые выключатели 220
кВ

По номинальному напряжению 220 кВ

$$\begin{aligned} U_{номсети} &:= 220 & k_{уд} &:= 1.7 & t_{откл} &:= 3 & t_{тер} &:= 3 \\ I_{по} &:= 11.6 & i_{тер} &:= 20 \end{aligned}$$

По номинальному току

$$I_{ном.расч} := 1219 = 1.219 \times 10^3$$

По току динамической устойчивости

$$i_{уд} := \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по} = 27.888$$

$$B_k := (I_{по})^2 \cdot t_{откл} = 403.68$$

$$(i_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 1.2 \times 10^3$$

$$i_{а.ном} := \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22.627 \qquad i_{0а} := \sqrt{2} \cdot 12.6 = 17.819$$

Расчет молниезащиты ИП 220 кВ Партизанск

Размеры ОРУ:

$$A := 230.7$$

$$B := 120.5$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 45 \quad h_3 := 45 \quad h_5 := 45 \quad h_7 := 27$$

$$h_2 := 27 \quad h_4 := 45 \quad h_6 := 27 \quad h_8 := 45$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 92 \quad L_{56} := 93$$

$$L_{23} := 72 \quad L_{67} := 51$$

$$L_{34} := 62 \quad L_{78} := 47$$

$$L_{45} := 62 \quad L_{81} := 110$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{эф1} := 0.85 \cdot h_1 = 38.25 \quad h_{эф5} := 0.85 \cdot h_5 = 38.25$$

$$h_{эф2} := 0.85 \cdot h_2 = 22.95 \quad h_{эф6} := 0.85 \cdot h_6 = 22.95$$

$$h_{эф3} := 0.85 \cdot h_3 = 38.25 \quad h_{эф7} := 0.85 \cdot h_7 = 22.95$$

$$h_{эф4} := 0.85 \cdot h_4 = 38.25 \quad h_{эф8} := 0.85 \cdot h_8 = 38.25$$

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 45.45 \quad r_{06} := (1.1 - 0.002 \cdot h_6)h_6 = 28.242$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 28.242 \quad r_{07} := (1.1 - 0.002 \cdot h_7)h_7 = 28.242$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 45.45 \quad r_{08} := (1.1 - 0.002 \cdot h_8)h_8 = 45.45$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4) h_4 = 45.45$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5) h_5 = 45.45$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 16$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 26.438 \quad r_{x6} := r_{06} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}6}}\right) = 8.553$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 8.553 \quad r_{x7} := r_{07} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}7}}\right) = 8.553$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 26.438 \quad r_{x8} := r_{08} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}8}}\right) = 26.438$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 26.438$$

$$r_{x5} := r_{05} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}5}}\right) = 26.438$$

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{\text{cx}12'} := h_{\text{эф}1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1) = 29.625$$

$$h_{\text{cx}12''} := h_{\text{эф}2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2) = 11.373$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 20.499$$

- между M02 и M03:

$$h_{cx23'} := h_{\varepsilon\phi 2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 14.935$$

$$h_{cx23''} := h_{\varepsilon\phi 3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 33.295$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 24.115$$

- между M03 и M04:

$$h_{cx34'} := h_{\varepsilon\phi 3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{34} - h_3) = 35.13$$

$$h_{cx34''} := h_{\varepsilon\phi 4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{34} - h_4) = 35.13$$

$$h_{cx34} := \frac{h_{cx34'} + h_{cx34''}}{2} = 35.13$$

- между M04 и M05:

$$h_{cx45'} := h_{\varepsilon\phi 4} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4\right) \cdot (L_{45} - h_4) = 35.13$$

$$h_{cx45''} := h_{\varepsilon\phi 5} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{45} - h_5) = 35.13$$

$$h_{cx45} := \frac{h_{cx45'} + h_{cx45''}}{2} = 35.13$$

- между M05 и M06:

$$h_{cx56'} := h_{\varepsilon\phi 5} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{56} - h_5) = 29.442$$

$$h_{cx56''} := h_{эф6} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_6\right) \cdot (L_{56} - h_6) = 11.195$$

$$h_{cx56} := \frac{h_{cx56'} + h_{cx56''}}{2} = 20.319$$

- между M06 и M07:

$$h_{cx67'} := h_{эф6} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_6\right) \cdot (L_{67} - h_6) = 18.676$$

$$h_{cx67''} := h_{эф7} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_7\right) \cdot (L_{67} - h_7) = 18.676$$

$$h_{cx67} := \frac{h_{cx67'} + h_{cx67''}}{2} = 18.676$$

- между M7 и M08:

$$h_{cx78'} := h_{эф7} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_7\right) \cdot (L_{78} - h_7) = 19.388$$

$$h_{cx78''} := h_{эф8} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_8\right) \cdot (L_{78} - h_8) = 37.883$$

$$h_{cx78} := \frac{h_{cx78'} + h_{cx78''}}{2} = 28.636$$

- между M08 и M01:

$$h_{cx81'} := h_{эф8} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_8\right) \cdot (L_{81} - h_8) = 26.322$$

$$h_{cx81''} := h_{эф1} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L_{81} - h_1) = 26.322$$

$$h_{cx81} := \frac{h_{cx81'} + h_{cx81''}}{2} = 26.322$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01'} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 20.904$$

$$r_{cx12''} := r_{02'} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = -11.488$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 4.708$$

- между M02 и M03:

$$r_{cx23'} := r_{02'} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = -2.013$$

$$r_{cx23''} := r_{03'} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 23.609$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 10.798$$

- между M03 и M04:

$$r_{cx34'} := r_{03'} \cdot \frac{h_{cx34'} - h_x}{h_{cx34'}} = 24.75$$

$$r_{cx34''} := r_{04'} \cdot \frac{h_{cx34''} - h_x}{h_{cx34''}} = 24.75$$

$$r_{cx34} := \frac{r_{cx34'} + r_{cx34''}}{2} = 24.75$$

- между M05 и M04:

$$r_{cx45'} := r_{04'} \cdot \frac{h_{cx45'} - h_x}{h_{cx45'}} = 24.75$$

$$r_{cx45''} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx45''} - h_x}{h_{cx45''}} = 24.75$$

$$r_{cx45} := \frac{r_{cx45'} + r_{cx45''}}{2} = 24.75$$

- между M05 и M06:

$$r_{cx56'} := r_{06} \cdot \frac{h_{cx56'} - h_x}{h_{cx56'}} = 12.894$$

$$r_{cx56''} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx56''} - h_x}{h_{cx56''}} = -19.505$$

$$r_{cx56} := \frac{r_{cx56'} + r_{cx56''}}{2} = -3.306$$

- между M06 и M07:

$$r_{cx67'} := r_{06} \cdot \frac{h_{cx67'} - h_x}{h_{cx67'}} = 4.046$$

$$r_{cx67''} := r_{07} \cdot \frac{h_{cx67''} - h_x}{h_{cx67''}} = 4.046$$

$$r_{cx67} := \frac{r_{cx67'} + r_{cx67''}}{2} = 4.046$$

- между M08 и M07:

$$r_{cx78'} := r_{07} \cdot \frac{h_{cx78'} - h_x}{h_{cx78'}} = 4.935$$

$$r_{cx78''} := r_{08} \cdot \frac{h_{cx78''} - h_x}{h_{cx78''}} = 26.254$$

$$r_{cx78} := \frac{r_{cx78'} + r_{cx78''}}{2} = 15.595$$

- между M08 и M01:

$$r_{cx81'} := r_{08} \cdot \frac{h_{cx81'} - h_x}{h_{cx81'}} = 17.823$$

$$r_{cx81''} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx81''} - h_x}{h_{cx81''}} = 17.823$$

$$r_{cx81} := \frac{r_{cx81'} + r_{cx81''}}{2} = 17.823$$

Расчет заземляющего устройства ПС 220 кВ Партизанск

Площадь, используемая под заземлитель: $A = 230.7$ $B = 120.5$

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 2.886 \times 10^4$$

Расстояние между полосами сетки:

$$a := 5$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{B + 2 \cdot 1.5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{a} \right) = 1.154 \times 10^4$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной

Число ячеек:

$$m_{расч} := \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} = 33.978$$

$$m := 34$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1.189 \times 10^4$$

Число вертикальных электродов:

$$n_B := \text{round}\left(\frac{4\sqrt{S}}{a}\right) = 136$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций, R практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$l_B := 5$ - длина вертикальных электродов

$$R_{ПС} := 140 \cdot \left(\frac{0.15}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 0.135 \qquad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.029$$

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).
Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана.
Стационарное сопротивление заземления ПС:

$$R_{\text{стац}} := \frac{6.5 \cdot R_{ПС}}{6.5 + R_{ПС}} = 0.132$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона.

$$I_{\text{молн}} := 55$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{имп}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(140 + 320) \cdot (I_{\text{молн}} + 45)}} = 2.354$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_{\text{имп}} := \alpha_{\text{имп}} \cdot R_{\text{стац}} = 0.311$$

Расчет шума трансформатора

$$L_{wa} := 89 \quad n := 2 \quad ДУ_{LA1} := 50$$

$$L_{wa.сумм} := 10 \cdot \log \left(10^{0.1 \cdot L_{wa}} + 10^{0.1 \cdot L_{wa}} \right) = 92.01$$

$$R_{min} := \sqrt{\frac{1}{2\pi} \cdot 10^{0.1(L_{wa.сумм} - ДУ_{LA1})}} = 50.283$$

$$I_{ПО} := I_{по}$$

Выбор ОПН

$$U_{нрд} := 1.05 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 139.43$$

$$I_{ВБ} := 1.2 \cdot I_{ПО} = 13.92$$

$$U_{нр} := 1.15 \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 152.709$$

$$U_y := 1.4 \cdot U_{нр} = 213.793$$

$$\frac{U_y}{154} = 1.388$$

Экономический анализ

$$k_{зон.АМ} := 9.3 \quad K_{постМ220} := 2900 \quad K_{ру220} := 14698 \quad n_{ру220} := 7$$

$$k_{инф.АМ} := 4.9$$

$$K_{тр.220} := 0$$

$$K_{ру6} := 800$$

$$n_{ру6} := 13$$

Капитальные вложения

Распределительные устройства

$$K_{\text{ру.сумм}} := K_{\text{ру220}} \cdot n_{\text{ру220}} + K_{\text{ру6}} \cdot n_{\text{ру6}} = 1.133 \times 10^5$$

$$K_{\text{ру.сумм.инф}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{ру.сумм}} = 5.162443 \times 10^6$$

Постоянные вложения

$$K_{\text{постМ220}} = 2.9 \times 10^3$$

$$K_{\text{пост.}} := k_{\text{зон.АМ}} \cdot k_{\text{инф.АМ}} \cdot K_{\text{постМ220}} = 1.3215 \times 10^5$$

Капитальные вложения в п.с.

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост.}} + K_{\text{ру.сумм.инф}} = 5.294596 \times 10^6 \quad \text{тысруб}$$

$$K_{\text{пс.млн}} := \frac{K_{\text{пс}}}{1000} = 5.295 \times 10^3 \quad \text{млнруб} \quad \frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 1.324 \times 10^3$$

Амортизационные издержки

$$I_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{пс}}}{30} = 1.765 \times 10^5 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{\text{ам.пс.млн}} := \frac{I_{\text{ам.пс}}}{1000} = 176.487 \quad \text{млнруб}$$

Стоимость потерь электротенергии

$$\Delta W_{\text{тр}} := 230 \quad C_W := 5.1$$

$$I_W := \Delta W_{\text{тр}} \cdot C_W = 1.173 \times 10^3 \quad \text{тысруб}$$

$$I_{W.\text{млн}} := \frac{I_W}{1000} = 1.173 \quad \text{млнруб}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию

$$a_{\text{пс}} := 0.029$$

$$K_{\text{пс}} = 5.295 \times 10^6$$

$$I_{\text{эксп}} := K_{\text{пс}} \cdot a_{\text{пс}} = 1.535 \times 10^5 \text{ тысруб}$$

$$I_{\text{эксп.млн}} := \frac{I_{\text{эксп}}}{1000} = 153.54 \text{ млнруб}$$

$$P_{\text{эффективная}} := 30000 \text{ кВт} \quad C_W := 5.1 \text{ руб. за кВт}$$

$$T := 360 \cdot 24 = 8.64 \times 10^3 \text{ часов}$$

Полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год

$$W := P_{\text{эффективная}} \cdot T = 2.592 \times 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$W_{\text{млн}} := \frac{W}{1000} = 2.592 \times 10^5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{\text{pt}} := W \cdot C_W = 1.322 \times 10^9 \text{ руб (за год)}$$

$$O_{\text{pt.млн}} := \frac{O_{\text{pt}}}{1000000} = 1.322 \times 10^3 \text{ млнруб (за год)}$$

Определим окупаемость проекта

$$T_{\text{окуп}} := \frac{K_{\text{пс.млн}}}{O_{\text{pt.млн}}} = 4.005 \text{ года}$$

$$\frac{K_{\text{пс.млн}}}{4} = 1.324 \times 10^3$$

Срок инвестиционных вложений 4 года, определяем прибыль от реализации

$$\Pi_{\text{ст}} := O_{\text{pt.млн}} - I_{\text{эксп.млн}} - I_{\text{ам.пс.млн}} = 991.89 \text{ млнруб}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль

$$H_t := 0.24 \Pi_{\text{ст}} = 238.054 \text{ млнруб}$$