

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) программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимой воздушной линии 220 кВ ПС Могоча – ПС Сквородино

Исполнитель
студент группы 942 об4 _____ В.С. Горяной
(подпись, дата)

Руководитель
доцент _____ А.Г. Ротачёва
(подпись, дата)

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст.преподаватель _____ Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

Благовещенск 2023

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

«19» 04

2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бурманов Владислав
Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы
релейной защиты и автоматики на вводе воздушной
линии 220 кВ ПС Молоко - ПС Споровозиль
(утверждено приказом от 03.04.23 № 794)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 13.06.23

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов): 1) Проектирование релейной и защитной систем релейной защиты
2) Расчет электрических нагрузок 3) Расчет токов короткого замыкания
и выбор и проверка параметров оборудования 5) Расчет защиты и
параметры автоматизма 6) Минимизация и реализация 7) Разработка систем

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Оформление схем ПС
Споровозиль и ПС Молоко, РЭ 220, 110, 35, 10 кВ, схемы функциональных возможностей
терминалов защиты БЗ 27 04 029 и БЗ 2704 021

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разде-

лов) Безопасность и экономика систем защиты, канд. техн. наук
А.Д. Бурманов

7. Дата выдачи задания 19.04.23

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.23

ВВ
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 144 с., 13 рисунков, 74 таблицы, 33 источника, 4 приложения.

ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОНДЕНСАТОР СВЯЗИ, АККУМУЛЯТОРНАЯ БАТАРЕЯ, СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе произведено проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 220 кВ «ПС 220 кВ Могоча – ПС 220 кВ Сквородино»

Основная цель работы – проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 220 кВ «Сквородино – Могоча».

Актуальность данной темы обусловлена необходимостью проведения реконструкции подстанции по причине морального устаревания основного оборудования. Практическая значимость данной темы заключается в необходимости реконструкции подстанции, что является сложным техническим процессом, который требует комплексного подхода и учета многих факторов, рассмотренных в данной работе.

В работе выполнены расчеты молниезащиты и заземления объекта, рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

При выполнении выпускной работы применены следующие программные продукты: Microsoft Office Visio 2016, Mathcad 15.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района и обоснование объемов реконструкции	10
1.1 Климатогеографическая характеристика района проектирования	10
1.2 Определение объемов проектирования при строительстве ЛЭП	11
2 Расчет электрических нагрузок	21
2.1 Расчет электрических нагрузок	22
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	26
3 Расчет токов короткого замыкания	29
3.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров	29
3.2 Расчет симметричных КЗ	34
3.3 Расчет несимметричных КЗ	36
3.4 Расчет токов для выбора и проверки основного оборудования	40
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	43
4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств	43
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	43
4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ	46
4.4 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ	56
4.5 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ	59
4.6 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ	61
4.7 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ	62
4.8 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ	67
4.9 Выбор и проверка изоляторов	69
4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	71
4.11 Выбор аккумуляторных батарей	72
4.12 Выбор системы оперативного тока	75

5 Релейная защита и сетевая автоматика	84
5.1 Описание существующего оборудования РЗА и определение объемов реконструкции	84
5.2 Выбор принципов релейной защиты линии	91
5.3 Расчет резервных защит линии	94
5.4 Токовая защита нулевой последовательности	98
5.5 Токовая отсечка линии	100
5.6 Дифференциальная защита линии	107
5.7 Автоматическое повторное включение 220 кВ	107
5.8 Автоматика ввода резерва	107
6 Молниезащита и заземление	109
6.1 Расчет молниезащиты	109
6.2 Расчет заземления	111
6.3 Выбор и проверка ОПН	116
7 Технико-экономическая оценка	120
7.1 Расчет капиталовложений	120
7.2 Расчет потерь электрической энергии	122
7.3 Расчет эксплуатационных издержек	123
7.4 Оценка экономической эффективности	125
8 Безопасность и экологичность	126
8.1 Безопасность	126
8.2 Экологичность	127
8.3 Чрезвычайные ситуации	133
Заключение	141
Библиографический список	142
Приложение А. Расчет нагрузок	145
Приложение Б. Расчеты токов КЗ	150
Приложение В. Расчеты РЗА	170
Приложение Г. Расчеты молниезащиты и заземления	190

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается важнейший объект Западного энергорайона Амурской области – Сковородино. Подстанция построена в конце прошлого века. Несмотря на то, что она претерпевала ряд реконструкций, оборудование морально и физически устарело.

При этом, в связи с техническим износом и устареванием оборудования, эффективность работы подстанции может быть снижена, что может привести к проблемам с поставкой электроэнергии в районе. Поэтому, реконструкция данного объекта может быть необходима для обеспечения надежности и эффективности его работы.

Однако, решение о реконструкции должно быть основано на комплексном анализе технического состояния объекта, потребностей потребителей, финансовых возможностей и других факторов. Также необходимо учитывать экологические аспекты, в том числе возможность снижения выбросов вредных веществ и уменьшения негативного воздействия на окружающую среду.

Таким образом, решение о реконструкции Сковородинской подстанции должно быть основано на всестороннем анализе и учете всех факторов, чтобы обеспечить эффективную работу объекта и надежность поставки электроэнергии для потребителей в районе.

Итак, тема выпускной квалификационной работы - Проектирование устройств релейной защиты и автоматики на вновь вводимой воздушной линии 220 кВ ПС Могоча – ПС Сковородино.

Актуальность данной темы обусловлена необходимостью проведения реконструкции подстанции по причине морального устаревания основного оборудования и применения электромеханических устройств РЗА, которые не соответствуют современным требованиям надежности и эффективности работы. Кроме того, реконструкция данного объекта может значительно

повысить уровень энергетической безопасности региона и обеспечить надежную поставку электроэнергии для различных потребителей, включая жилые дома, промышленные предприятия и социальные объекты.

Практическая значимость данной темы заключается в том, что реконструкция подстанции является сложным техническим процессом, который требует комплексного подхода и учета многих факторов, включая техническое состояние объекта, потребности потребителей, экологические аспекты и финансовые возможности. Кроме того, реконструкция подстанции может стать основой для развития энергетической инфраструктуры региона и повышения его конкурентоспособности.

Основная цель работы – проектирование устройств релейной защиты и автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 220 кВ «Сковородино – Могоча». При этом, для достижения поставленной цели ставится ряд задач:

- 1 произвести климатическую и географическую оценку района Сковородинонского района;
- 2 выполнить расчет электрических нагрузок с учетом увеличения потребления;
- 3 рассчитать токи КЗ
- 4 выбрать и проверить основное оборудование подстанции.

В работе также представлен расчет молниезащиты и заземления реконструируемой подстанции. В части молниезащиты были выбраны стержневые молниеприемники от защищают прямых ударов молнии на отдельных мачтовых опорах, а также совмещенные и установленные на линейных порталах. Открытая часть подстанции защищена в полном объеме от прямых ударов молнии на уровне земли, на уровне линейных порталов и на уровне защищаемого оборудования – силовых трансформаторов и автотрансформаторов. В части заземления был рассчитан контур заземления открытой части распределительного устройства подстанции. В качестве заземляющего контура была выбрана сетка заземления с шагом 5 м.

Стержневые заземляющие устройства в виде профильной трубы 50x50 мм, вкопанные в землю на глубину 5 м. Был рассчитан импульсный коэффициент, стационарное и импульсное сопротивление заземлителя. Оба эти значения не превышают допустимые значения – 0,5 Ом. Таким образом, контур заземления в полном объеме выполняет свои функции по защите людей и оборудования от поражения электрическим током

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы безопасной и экологичной эксплуатации электроустановок. В части безопасности рассмотрен вопрос эксплуатации и безопасности на территории подстанции при ее постоянной эксплуатации с постоянным дежурством оперативного персонала. В части экологичности был рассчитан маслоприемник с отводом масла, были рассчитаны его габариты, изображен эскиз и выбрано месторасположение маслоприемника для всех четырех трансформаторов на подстанции.

Кроме того, в работе были предложены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации подстанции, такие как использование современных технологий мониторинга и управления, внедрение системы автоматизации и дистанционного управления, а также регулярное техническое обслуживание и контроль технического состояния оборудования.

В заключении работы были подведены итоги проведенной реконструкции Сковородинской подстанции, подчеркнуты ее значимость для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы региона и повышения уровня энергетической безопасности. Также были предложены пути дальнейшего развития энергетической инфраструктуры региона и улучшения качества жизни населения.

В работе использованы следующие программные комплексы: Microsoft Office Visio 2016, ПК MathCad 15. Также, в составе работы представлены 6 листов графического материала на листах А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатогеографическая характеристика района проектирования

При проектировании и строительстве линии в районе Сковородино следует учитывать возможность сильных грозных бурь, которые могут сопровождаться молниями. Это означает необходимость обеспечения молниезащиты подстанции, а также правильного заземления оборудования. Также важно учитывать высокую вероятность возникновения снежных заносов зимой, что может повлиять на доступность и безопасность эксплуатации подстанции.

С учетом климатических условий района Сковородино, важно выбрать соответствующее оборудование и материалы для строительства и эксплуатации подстанции. Например, для защиты от сильных морозов может использоваться специальное оборудование с низкой температурой эксплуатации, а для защиты от молний - молниеприемники и системы заземления. Также необходимо учитывать экологические особенности района и применять материалы, которые не окажут отрицательного воздействия на окружающую среду.

В целом, климатические условия района Сковородино оказывают значительное влияние на проектирование и эксплуатацию электроэнергетических объектов, включая подстанции. При разработке проекта и выборе оборудования необходимо учитывать все особенности климата и принимать меры для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации подстанции в любых погодных условиях..

В таблице 1.1 представлены основные климатические параметры

Таблица 1.1 – Основные параметры климата района Сковородино

Параметр	Показатель
1	2
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	50
Степень загрязнения атмосферы	I
Средняя годовая температура воздуха	-1.4°C
Средняя температура воздуха в январе	-33.6°C
Средняя температура воздуха в июле	+20.4°C
Количество осадков в год	513 мм
Количество солнечных дней в год	219 дней
Район по гололеду	II
Район по ветру	II
Максимальная скорость ветра	34 м/с

1.2 Определение объемов проектирования при строительстве ЛЭП

Протяженность транзита (протяженность трассы проходящих ЛЭП 220 кВ) напряжением 220 кВ «Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча» составляет более 200 км.

Западный энергорайон энергосистемы Амурской области характеризуется близкими по значению величинами максимума потребления мощности в осенне-зимний период и период летних максимальных нагрузок.

В ОЗП 2017/2018 гг. максимум потребления ЗЭР АО составил 315 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -21,9 °С.

В ОЗП 2018/2019 гг. максимум потребления ЗЭР АО составил 313 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -24,8 °С.

В ОЗП 2019/2020 гг. (по состоянию на 22.01.2020) максимум потребления ЗЭР составил 325 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха -21,0 °С.

В летний период 2019 максимум потребления ЗЭР АО составил 298 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха 18,3 °С.

Основными потребителями являются:

- Забайкальская железная дорога ОАО «РЖД» (доля тяговой нагрузки Забайкальской железной дороги составляет около 60 % от потребления всего энергорайона) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;

- объекты ВСТО (НПС-20, НПС-21) - потребители первой категории надёжности электроснабжения;

- ООО «Березитовый рудник» - потребитель третьей категории надёжности электроснабжения.

ЗЭР АО граничит:

- с Восточным энергорайоном энергосистемы Амурской области по:

- ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул;

- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т;

- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т.

Нагрузка ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Призейская не входит в потребление ЗЭР АО.

- с Южно-Якутским районом энергосистемы Республики Саха Якутия), включающим Алданский и Нерюнгринский районы, по:

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

– ВЛ 220 кВ Юктали - Хани с отпайкой на ПС Олекма.

Нагрузка ПС 220 кВ НПС-19 не входит в потребление ЗЭР АО.

- с энергосистемой Забайкальского края по:

получение мощности из Центрального и Западного районов энергосистемы Республики Саха (Якутия) в ЮЯЭР.

Выдача мощности из ЮЯЭР в ЗЭР АО ограничена пропускной способностью контролируемого сечения «Южная Якутия - Амурэнерго (прямое)», в состав которого входят: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

Выдача мощности Блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ ограничена пропускной способностью частичного сечения «АТ Нерюнгринской ГРЭС», в состав которого входит 1АТ и 2АТ Нерюнгринской ГРЭС.

Передача мощности в ЗЭР АО из ВЭР АО ограничена пропускной способностью контролируемого сечения «ОЭС - Запад Амурэнерго», в состав которого входят:

- ВЛ 220 кВ Призейская - Тутаул;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи -Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
- ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т.

В ЗЭР АО и прилегающем ЮЯЭР (за контролируемым сечением «ОЭС - Запад Амурэнерго») наблюдается рост потребления мощности объектов ОАО «РЖД» и ПАО «Транснефть». В ОЗП 2017/2018 гг. по отношению к ОЗП 2016/2017 гг. прирост потребления мощности составил около 60 МВт (ОАО «РЖД» 30 МВт, ПАО «Транснефть» 30 МВт). В ОЗП 2018/2019 гг. по отношению к ОЗП 2017/2018 гг. прирост потребления мощности составил 10 МВт (ОАО «РЖД» 3 МВт, ПАО «Транснефть» 7 МВт). В ОЗП 2019/2020 гг. (по состоянию на 22.01.2020) по отношению к ОЗП 2018/2019 гг. прирост потребления составил около 60 МВт (ПАО «Транснефть» 60 МВт).

В летний период 2019 года (характерный состав на Нерюнгринской ГРЭС - в работе два блока, в плановом ремонте один блок) непокрываемый дефицит активной мощности отсутствовал в нормальной схеме. В единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т, ремонт блока

Нерюнгринской ГРЭС), в двойных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т и ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручы/т, ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т и блока Нерюнгринской ГРЭС) отмечалась возможность возникновения непокрываемого дефицита активной мощности.

В ОЗП 2019/2020 годов продолжительное время на Нерюнгринской ГРЭС в работе находилось два блока из-за аварийного ремонта одного из трех блоков (наблюдается положительная динамика увеличения случаев аварийного отключения энергоблоков Нерюнгринской ГРЭС). В данных условиях в нормальной схеме и в единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т, ремонт блока на Нерюнгринской ГРЭС, дополнительно к аварийному ремонту блока) отмечалась возможность возникновения непокрываемого дефицита активной мощности.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в ремонтных схемах в летний период и ОЗП выполняются следующие мероприятия:

- включение из резерва всего генерирующего оборудования Чульманской ТЭЦ, Нерюнгринской ГРЭС;
- обеспечение максимального перетока активной мощности, не превышающего МДП, из ЗЭР и ЦЭР энергосистемы Республики Саха (Якутия);
- перенос точки раздела на транзите 220 кВ Могоча - Сковородино с ПС 220 кВ Могоча на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т (ПС 220 кВ Сковородино) (обеспечение электроснабжения части нагрузки ОЭС Востока (Транссиб) от ОЭС Сибири);
- перенос точки раздела по транзиту 220 кВ Тында - Хани на ПС 220 кВ Хорогочи (ПС 220 кВ Тында) (обеспечение электроснабжения части нагрузки ОЭС Востока (БАМ) от ОЭС Сибири);
- подтверждение возможности переноса точки раздела между ОЭС Востока и ОЭС Сибири в аварийных ситуациях.

Перенос точки раздела на транзите 220 кВ Могоча - Сковородино осуществляется с погашением тяговых подстанций и перерывами в движении железнодорожного транспорта.

При невозможности обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации мероприятий, представленных выше, и необходимости выполнения неотложных ремонтов собственники или иные законные владельцы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства выполняют согласование ремонтов со штабами по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Амурской области и Республики Саха (Якутия) с фиксацией возможных рисков нарушения электроснабжения потребителей. При аварийном (неотложном) ремонте и превышении МДП в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» осуществляется переход на работу в вынужденном режиме (при условии допустимости перехода) на время прохождения максимума нагрузок либо на период аварийного (неотложного) ремонта, позволяющий исключить ввод ГВО или уменьшить объем вводимых ГВО в ЗЭР АО и ЮЯЭР. Информация о случаях перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» в 2017, 2018, 2019 годах представлена в приложении 1.

Вышеуказанные риски нарушения электроснабжения рассматриваемого энергорайона обусловлены, в том числе, значительным числом случаев аварийного отключения энергоблоков Нерюнгринской ГРЭС: 12 случаев в 2017 году, 17 случаев в 2018 году и 21 случай в 2019 году.

Анализ баланса мощности ЗЭР АО на 2020-2026 годы показывает, что при прогнозируемом росте потребления мощности указанного энергорайона до 357 МВт и увеличении перетока мощности в энергосистему Забайкальского края до 197 МВт (в связи с вводом в работу Удоканского ГМК) отмечается непокрываемый дефицит активной мощности:

В ОЗП:

- в нормальной схеме в 2020 г. в объеме до 50 МВт и в 2022 - 2026 гг. в объеме до 134 МВт;

- единичной ремонтной схеме в объеме до 304 МВт на всем рассмотренном периоде.

В период летних максимальных нагрузок:

- в единичной ремонтной схеме в период 2020 г. в объеме до 31 МВт, в период 2022 - 2026 гг. в объеме до 146 МВт;

- в двойной ремонтной схеме в объеме до 253 МВт на всем рассмотренном периоде.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в рассмотренных схемно-режимных ситуациях необходима:

- реализация ПА на объектах ПАО «РусГидро», ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РЖД»:

- установка устройств АРПМ на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи;

- изменение логики действия устройств АОПО на ПС 220 кВ Магдагачи (ВЛ 220 кВ Магдагачи - Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т, ВЛ 220 кВ Магдагачи - Гонжа/т);

- модернизация ЛАПНУ Зейской ГЭС.

- строительство ЛЭП 500 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад Амурэнерго (ВЛ 500 кВ ПП Агорта - Сквородино).

Строительство ЛЭП 220 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад Амурэнерго не обеспечивает допустимых параметров электроэнергетического режима в ОЗП в единичной ремонтной схеме, в период летних максимальных нагрузок в двойных ремонтных схемах.

С учетом прогнозируемого роста потребления мощности в ЗЭР АО и ЮЯЭР отмечаются непокрываемый дефицит активной мощности в период ОЗП 2024 - 2026 гг. в объеме до 29 МВт, в период летних максимальных нагрузок 2023 - 2026 гг. в объеме до 36 МВт.

Строительство ЛЭП 500 кВ в контролируемом сечении ОЭС - Запад Амурэнерго при прогнозируемом росте потребления мощности в ЗЭР АО и ЮЯЭР обеспечивает допустимые параметры электроэнергетического режима в ОЗП и снижает непокрываемый дефицит активной мощности в двойных ремонтных схемах в период летних максимальных нагрузок, а также создает условия для последующего развития электрической сети, необходимого для обеспечения повышения пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей.

В соответствии с дополнением к заданию на проектирование определена этапность реконструкции рассматриваемого энергорайона:

I этап:

- строительство ВЛ 220 кВ Сковородино - Могоча;
- реконструкция ПС 220 кВ Сковородино;
- реконструкция ПС 220 кВ Могоча.

II этап:

- строительство ПС 500 кВ Даурия в объеме сооружения ОРУ 220 кВ;
- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 2;
- реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино, для подключения к ПС 500 кВ Даурия.

III этап:

- строительство ОРУ 500 кВ на ПС 500 кВ Даурия с установкой двух АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА и одного ШР 500 кВ мощностью 3х60 Мвар с резервной фазой 60 Мвар.

IV этап:

- строительство ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км.

Таким образом, данная выпускная квалификационная работа затрагивает I этап реконструкции в части строительства ВЛ 220 кВ Сквородино - Могоча переустройство линий электропередач, отходящих от ПС 220 кВ Сквородино.

Укажем основные параметры питающих ЛЭП. Данные по линиям электропередач: сечения и протяженность сведены в таблицу 1.2

Таблица 1.2 – Параметры питающих ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка, сечение	Протяженность, км
1	2	3
ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	АС-300/39	75,6
ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	82,2
ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	АС-300/39	25,8
ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	АС-300/39	24,1
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	97,2
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка/т	АС-300/39	42,8
ВЛ 220 кВ Чичатка - Семиозёрный	АС-300/39	44,1
ВЛ 220 кВ Семиозёрный – Могоча	АС-300/39	52,2
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович – Аячи/т	АС-300/39	35,1
ВЛ 220 кВ Аячи/т – Амазар	АС-300/39	54,1
ВЛ 220 кВ Амазар - Могоча	АС-300/39	56,4
ВЛ 220 кВ Сквородино – Могоча	АС-300/39	284,1

Таким образом, в основной объем проектирования данной выпускной квалификационной работы входит:

- проектирование новой линии электропередач воздушного исполнения напряжением 220 кВ «Сковородино – Могоча» общей протяженностью 284,1 км;

- проектирование устройств релейной защиты и сетевой автоматики вновь вводимой воздушной линии напряжением 220 кВ «Сковородино – Могоча»;

- реконструкция подстанции напряжением 220/110/35/10 кВ «Сковородино» с выбором и проверкой нового первичного оборудования.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок с учетом перспективы развития региона и роста энергопотребления на ПС 220 кВ Сковородино необходимо выполнить следующие шаги:

1. Собрать данные о текущей мощности и нагрузке на подстанцию, а также прогнозируемом росте энергопотребления в регионе в ближайшие годы.
2. Определить мощность, которую необходимо обеспечить на ПС 220 кВ Сковородино для удовлетворения прогнозируемого роста энергопотребления в регионе.
3. Выбрать новые силовые трансформаторы, которые обеспечат необходимую мощность.
4. Проверить работоспособность и эффективность новых трансформаторов.

Для определения мощности, которую необходимо обеспечить на ПС 220 кВ Сковородино, необходимо учитывать ряд факторов, включая количество и мощность электроприборов, которые будут использоваться в регионе в ближайшие годы, а также прогнозируемый рост населения и промышленности.

После определения необходимой мощности можно перейти к выбору новых силовых трансформаторов. Установка 4-х силовых трансформаторов: 2х220/35/10 кВ и 2х35/27,5 кВ является одним из возможных вариантов. Однако, перед выбором конкретных типов и марок трансформаторов необходимо выполнить расчет величины мощности, приведенной к основной стороне выбираемого трансформатора.

После установки новых трансформаторов необходимо провести проверку их работоспособности и эффективности. Для этого можно использовать специальные приборы и методы измерения, которые позволят оценить качество и надежность работы новых трансформаторов.

Таким образом, расчет электрических нагрузок с учетом перспективы развития региона и роста энергопотребления является важным этапом проектирования и эксплуатации подстанции. Он позволяет выбрать наиболее оптимальное оборудование и гарантировать надежность и эффективность работы подстанции в любых условиях.

2.1 Расчет электрических нагрузок

Для выбора и проверки силовых трансформаторов 220 кВ, необходимо определить величину мощности, которую должны обеспечить трансформаторы. Для этого необходимо учитывать не только текущую нагрузку, но и прогнозируемый рост энергопотребления в регионе.

Примем прогнозируемый рост энергопотребления в регионе на следующие 5 лет на уровне 1,9% в год. Тогда, для расчета необходимой мощности на ПС 220 кВ Сковородино, необходимо использовать формулу сложного процента.

Для выбора силовых трансформаторов 220 кВ необходимо учитывать требования к их мощности, номинальному напряжению, схеме подключения и другим параметрам. После выбора конкретных трансформаторов необходимо провести проверку их работоспособности и эффективности. Для этого можно использовать специальные приборы и методы измерения, которые позволят оценить качество и надежность работы новых трансформаторов.

Таким образом, расчет и прогнозирование электрических нагрузок на ПС 220 кВ Сковородино является важным этапом проектирования и эксплуатации подстанции. Он позволяет выбрать наиболее оптимальное оборудование и гарантировать надежность и эффективность работы подстанции в любых условиях.

$$P_{н.кз} = 25 \text{ MВт} .$$

Максимальная мощность:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} , \quad (2.1)$$

где t_i - год снятия контрольного замера (2022 г);

t_j - прогнозный год (2028 г).

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}, \quad (2.2)$$

где K_{max} - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi, \quad (2.3)$$

где $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 220 кВ Сковородино:

$$P_{max} = 25 \cdot (1 + 0,019)^{2028-2022} = 28 \text{ МВт},$$

$$P_{cp} = \frac{28}{1,2} = 23,3 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 23,3 \cdot 0,62 = 14,4 \text{ Мвар},$$

$$Q_{max} = 25 \cdot 0,62 = 17,3 \text{ Мвар}.$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\varphi_{нагр} - tg\varphi_{норм}), \quad (2.4)$$

где $tg\varphi_{норм}$ – предельный коэффициент мощности;

P_{cp} – средняя мощность, МВт.

Для ПС 220 кВ Сковородино:

$$Q_{ку.треб} = 23,3 \cdot (0,62 - 0,4) = 5,1 \text{ Мвар},$$

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}}, \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{неск}} = 17,3 - 5,1 = 12,2 \text{ Мвар}.$$

Далее определяем нагрузку с учетом потерь мощности в трансформаторе и в устройствах компенсации. Итак, потери мощности в компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot Q_{\text{ку.треб}}. \quad (2.6)$$

Общая активная мощность с учетом потерь:

$$P_{\text{р.общ}} = P_{\text{макс}} + \Delta P_{\text{ку}}. \quad (2.7)$$

Расчетная нагрузка на шинах 220 кВ с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p^* = \sqrt{P_{\text{р.общ}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}. \quad (2.8)$$

Для ПС 220 кВ Сковородино:

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 5,1 = 0,01 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{р.общ}} = 27,999 + 0,1 = 28 \text{ МВт},$$

$$S_p^* = \sqrt{28^2 + 12,2^2} = 30,6 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в силовом трансформаторе:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p^*, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p^* , \quad (2.10)$$

Для выбираемого трансформатора 220/35/10 на ПС 220 кВ Сковородино:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 30,6 = 0,611 \text{ МВт} .$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 30,6 = 3,1 \text{ Мвар} .$$

Полная расчетная мощность на шинах 220 кВ:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + \Delta Q_m)^2} . \quad (2.11)$$

Для ПС 220 кВ Сковородино:

$$S_p = \sqrt{(28 + 0,611)^2 + (12,2 + 3,1)^2} = 32,4 \text{ МВА} .$$

В результате, данную мощность будем использовать для выбора и проверки силового трансформатора 110/35/10 кВ.

Расчет для силового трансформатора 220/110/35 кВ аналогичен и представлен в приложении А. В данном случае нагрузку рассчитываем для основной стороны 220 кВ. Результаты расчета нагрузок приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета электрических нагрузок

Основная сторона	Максимальная активная мощность, МВт	Нескомпенсированная мощность, Мвар	Активные потери в трансформаторе, МВт	Реактивные потери в трансформаторе, МВт	Расчетная приведенная полная мощность, МВА
1	2	3	4	5	6
110 кВ	28	12,2	0,611	3,1	32,4
220 кВ	53	35,2	1,276	6,382	68,5

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Для расчета расчетной мощности трансформатора необходимо знать максимальную активную мощность и коэффициент мощности.

Проверка силовых трансформаторов производится по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах. В нормальном режиме коэффициент загрузки не должен превышать 80% от номинальной мощности трансформатора. В аварийном режиме, при отключении одного трансформатора, оставшиеся трансформаторы должны обеспечивать не менее 100% номинальной мощности.

$$S_{m.расч} = \frac{S_p}{n_m \cdot k_{з.норм}}, \quad (2.12)$$

где n_m - количество силовых трансформаторов. Для распределительных сетей и потребителей мощности особой категории принимаем – 2.

$k_{з.норм}$ - нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов данной категории надежности – принимаем равным 0,7.

Итак, для ПС 220 кВ Сковородино для силового трансформатора 110/35/10 кВ получим:

$$S_{m.расч} = \frac{32,4}{2 \cdot 0,7} = 23,2 \text{ МВА}.$$

Для классов напряжения 110/35/10 кВ выбираем силовой трансформатор марки ТДТН-25000/110/35/10 У1.

Выполним проверку по коэффициентам загрузки. Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (2.13)$$

$$K_3^{норм} = \frac{23,2}{2 \cdot 25} = 0,5.$$

Коэффициент загрузки в режиме ремонта или аварийного отключения второго силового трансформатора:

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \tag{2.14}$$

$$K_3^{авар} = \frac{23,2}{25} = 1,0$$

Расчет выбора и проверки силовых трансформаторов для классов напряжения 220/110/35 кВ аналогичен и представлен в приложении А. Результаты расчета для всех силовых трансформаторов представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета выбора и проверки трансформаторов

Номинальное напряжение сторон, кВ	Расчетная мощность трансформаторов, МВА	Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Коэффициент загрузки в аварийном режиме	Паспортная мощность выбранных трансформаторов
1	2	3	4	5
220/35/10	23,2	0,36	0,72	32
35/27,5	15,5	0,31	0,62	25

Технические параметры трансформаторного оборудования представлены в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-25000/110/35/10 У1
Номинальная мощность, МВА	25
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	6,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	12,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5

Таблица 2.5 – Технические характеристики выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-63000/220/110/35 У1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	21
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	6,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	12,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	6,5

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания необходимо выполнить следующие шаги:

1. Составить схему электрических соединений системы и определить параметры элементов схемы, такие как сопротивления, индуктивности, емкости и трансформаторные коэффициенты.
2. Выбрать точку короткого замыкания и определить полную реактивность в этой точке.
3. Рассчитать симметричный ток КЗ в максимальном режиме.
4. Рассчитать несимметричные токи КЗ в минимальных режимах.
5. Рассчитать периодическую составляющую максимального тока КЗ.
6. Рассчитать апериодическую составляющую максимального тока КЗ.
7. Рассчитать величину ударного тока КЗ.

Таким образом, расчет симметричных и несимметричных токов КЗ для различных режимов работы сети является важным этапом проектирования и эксплуатации электрических систем. Правильный расчет обеспечивает надежность и безопасность работы системы, а также помогает выбрать и проверить основное оборудование и настроить устройства релейной защиты и автоматики.

3.1 Составление схемы замещения и определение ее параметров

Расчетные точки КЗ должны быть расположены на тех участках схемы, где возможно возникновение короткого замыкания. Обычно это места соединения трансформаторов, выключателей, шинопроводов и кабельных линий.

Для каждой расчетной точки КЗ необходимо провести расчет симметричных и несимметричных токов КЗ, а также определить периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ. Эти расчеты могут быть выполнены с помощью программных средств, специально разработанных для этих целей.

Используя результаты расчета токов КЗ, можно определить необходимые параметры настройки устройств релейной защиты и выбрать, и проверить основное оборудование, такое как выключатели, контакторы, предохранители и трансформаторы тока. В результате этого процесса обеспечивается надежность и безопасность работы электрической системы.

После определения параметров настройки устройств РЗА и выбора основного оборудования, необходимо провести проверку работоспособности системы защиты. Для этого можно использовать тестовые сигналы или моделирование различных ситуаций короткого замыкания. Важно, чтобы все устройства защиты работали корректно и своевременно срабатывали при возникновении аварийных ситуаций.

Кроме того, необходимо обеспечить правильную эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования РЗА. Регулярная проверка и настройка устройств защиты, а также замена изношенных элементов оборудования, позволят поддерживать высокий уровень надежности и безопасности работы электрической системы на протяжении всего периода эксплуатации.

Далее приступим к составлению схемы замещения отдельных последовательностей. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все трансформаторные (магнитные) связи заменены электрическими¹. С учетом основных допущений элементы системы электроснабжения, связывающие источники питания с местом КЗ, вводятся в схему замещения сопротивлениями, а источники – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения, принятой за основную. В практических расчетах за основную часто принимают ступень, где расположена точка КЗ.

В трехфазных системах переменного тока при работе с заземленными нейтралью различают следующие виды КЗ:

1) симметричное трехфазное КЗ – замыкание трех фаз между собой (на схемах место и вид короткого замыкания обозначают « $K^{(3)}$ »), система остается симметричной, вероятность возникновения КЗ по статистике 1–7 %;

2) несимметричные КЗ:

- однофазное КЗ – замыкание одной фазы на землю ($K^{(1)}$) при заземлённых нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов, вероятность возникновения составляет 60–92 %; замыкание одной фазы на землю при изолированных нейтралях называют однофазным замыканием на землю;

- двухфазное КЗ – замыкание двух фаз между собой ($K^{(2)}$), вероятность возникновения 2–13 %;

- двухфазное КЗ на землю – замыкание двух фаз между собой и в той же точке на землю ($K^{(1,1)}$), вероятность возникновения 5–20 %.

Схема замещения прямой (обратной) последовательности представлена на рисунке 3.2.

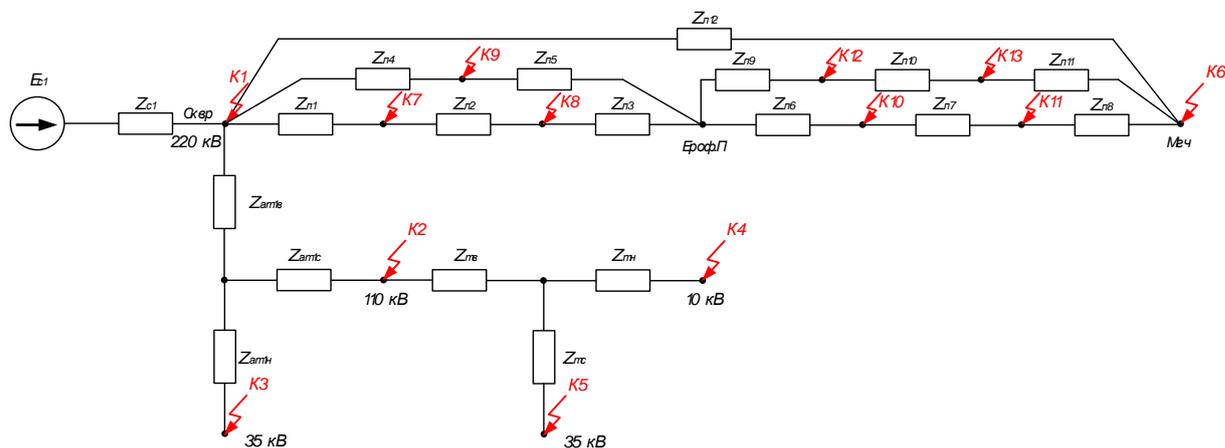


Рисунок 3.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Для расчета несимметричных токов КЗ, а именно токов нулевой последовательности при однофазных КЗ и иных замыканиях на землю,

требуется составление схемы замещения нулевой последовательности. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 3.3.

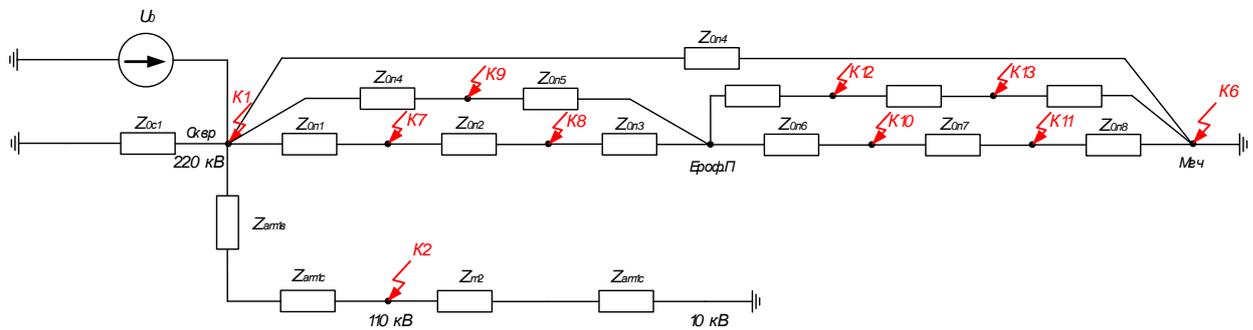


Рисунок 3.3 - Схема замещения нулевой последовательности

Приступим к определению сопротивлений элементов схем замещения. Здесь и далее, все сопротивления рассчитаны для «своей» стороны. Величины токов КЗ приведены к сторонам расчетных точек КЗ.

Выполним расчет сопротивления силового трансформатора Т-1. Определение напряжения КЗ каждой обмотки силового трансформатора:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кн-н\%}) , \quad (3.1)$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кн-н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-н\%}) , \quad (3.2)$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кн-н\%} + u_{кв-н\%} - u_{кв-с\%}) . \quad (3.3)$$

где $u_{кв-н\%}$ - напряжение КЗ обмоток ВН-НН, %;

$u_{кв-с\%}$ - напряжение КЗ обмоток ВН-СН, %;

$u_{кн-н\%}$ - напряжение КЗ обмоток СН-НН, %.

Все данные приведены в таблицах 2.4 и 2.5.

Для силового трансформатора Т-1:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (20 + 12 - 6,5) = 13 \%,$$

$$u_{кс\%} = \frac{1}{2} \cdot (6,5 + 12,5 - 20) = -0,5 \%,$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7 \%.$$

Расчетные сопротивления прямой (обратной) последовательности обмоток силового трансформатора на ПС 220 кВ Сковородино без учета положения РПН:

$$Z_{m.BH} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{m.ном}^2 \cdot 10^3}{S_{m.ном}}, \quad (3.4)$$

где $u_{к\%}$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

- для обмотки ВН:

$$Z_{m.BH} = \frac{13}{100} \cdot \frac{121 \cdot 10^3}{25000} = 76 \text{ Ом};$$

- для обмотки СН:

$$Z_{m.CH} = \frac{-0,5}{100} \cdot \frac{38,5 \cdot 10^3}{25000} = -0,296 \text{ Ом};$$

- для обмотки НН:

$$Z_{m.HH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{25000} = 0,309 \text{ Ом};$$

Расчетные сопротивления нулевой последовательности для обмоток силового трансформатора состоят из обмотки 220 кВ, соединенной в звезду и заземленной наглухо, и обмотки 10 кВ, соединенной в треугольник, где токи нулевой последовательности трансформируются и циркулируют в треугольнике. Таким образом, сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора равно:

$$Z_{m0} = Z_{m.BH} + Z_{m.HH} \quad (3.5)$$

Параметры силового трансформатора Т-2 рассчитываются аналогично.

Далее рассчитываем параметры систем. Сопротивление системы прямой (обратной) последовательности равно:

$$Z_{\text{экв.с}} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.C}^{(3)}} \quad (3.6)$$

где E_C – ЭДС системы, кВ;

$I_{K3.C}^{(3)}$ – ток КЗ, протекающий в точку КЗ от системы, кА.

Для системы 220 кВ:

$$Z_{\text{экв.с1}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 7,1} = 18,7 \text{ Ом.}$$

Для упрощения расчета в учебном проекте примем допущение: сопротивление системы нулевой последовательности принимается равным сопротивлению системы прямой (обратной) последовательности.

3.2 Расчет симметричных КЗ

Несмотря на малую вероятность возникновения трехфазных КЗ, с ними следует считаться, так как они могут быть решающими для окончательного суждения о возможности работы ЭЭС в условиях КЗ. Трехфазные КЗ характеризуются относительной простотой расчёта по сравнению с несимметричными замыканиями. Умение рассчитывать трехфазные КЗ необходимо ещё и потому, что расчет несимметричных КЗ на основе метода симметричных составляющих сводится к расчету некоторого фиктивного трехфазного КЗ.

Перед выполнением расчета тока КЗ необходимо определить эквивалентное сопротивление схемы прямой последовательности. Для этого необходимо выполнить преобразование схемы замещения. Такое преобразование выполняется для каждой расчетной точки.

Покажем пример преобразования схемы и расчета тока 3-фазного КЗ для точки К-1 для максимального режима работы, остальные режимы и точки подробно рассчитаны в приложении Б.

Итак, схема замещения для расчета тока 3-фазного КЗ в расчетной точке К-1 в максимальном режиме представлена на рисунке 3.4.

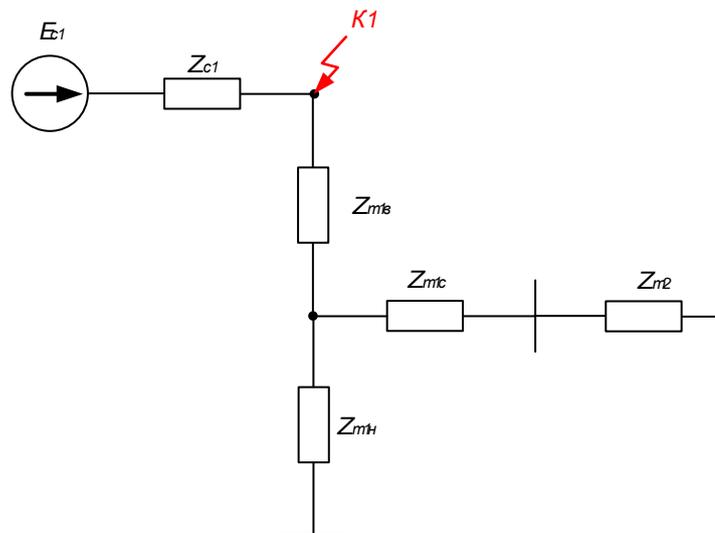


Рисунок 3.4 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Выполним преобразование правой части схемы методом последовательного преобразования.

$$Z_1 = z_{л1} + z_{л2} + z_{л3} \quad (3.7)$$

$$Z_1 = 10,3 + 9,6 + 38,8 = 58,7 \text{ Ом}$$

Преобразованная схема замещения прямой последовательности для максимального режима представлена на рисунке 3.5.

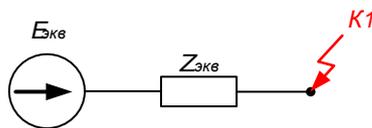


Рисунок 3.5 – Преобразованная схема замещения прямой (обратной) последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности для расчетной точки К-1 равно:

$$Z_{\text{эке}K1} = Z_{c1}, \quad (3.8)$$

$$Z_{\text{эке}K1} = 18,7 \text{ Ом}.$$

Далее выполняется расчет тока 3-фазного КЗ в расчетной точке. Это и будет являться периодической составляющей тока 3-фазного КЗ в данном режиме работы.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}}, \quad (3.9)$$

где $E_{\text{ном}}$ – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{сумм}}$ – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

Итак, для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$I_{1.n} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 18,7} = 7,1 \text{ кА}.$$

Далее выполняется расчет токов 3-фазного КЗ для всех расчетных точек и всех требуемых режимов работы: максимальный, минимальный при питании только от сети 220 кВ и минимальный при положении РПН силовых трансформаторов в крайнем нижнем положении. Все расчеты для каждого из режимов подробно представлены в приложении Б.

3.3 Расчет несимметричных КЗ

В качестве расчетным видов будем рассматривать однофазное и двухфазное короткие замыкания для всех расчетных точек. Необходимость

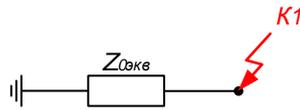


Рисунок 3.7 – Преобразованная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для точки К-1 в максимальном режиме:

$$Z_{0эkvK1} = \frac{25,1 \cdot \frac{152}{2}}{25,1 + \frac{152}{2}} = 18,8 \text{ Ом}$$

Далее выполняется расчет тока 1-фазного КЗ в расчетной точке в заданном режиме.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{эkvKi} + Z_{0эkvKi})} \quad (3.11)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$3I_{0.K1} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 18,7 + 18,8)} = 7,09 \text{ кА}$$

Для расчета тока 2-фазного КЗ для упрощения дальнейших действий допускается принимать следующее соотношение:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (3.12)$$

Для расчетной точки К-1 в максимальном режиме:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,1 = 6,1 \text{ кА}$$

Таблица 3.1 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
Максимальный режим			
К-1	7,1	6,1	7,09
К-2	4,8	4,1	4,6
К-3	13,0	5,7	-
К-4	17,2	4,4	-
К-5	27,0	23,4	-
К-6	3,4	3,0	3,2
К-7	4,6	4,0	4,5
К-8	3,4	3,0	3,3
К-9	2,8	2,4	2,5
К-10	2,8	2,4	2,4
К-11	2,0	1,8	2,1
К-12	3,0	2,6	3,3
К-13	2,0	1,7	2,4
К-14	4,4	3,8	4,2
Минимальный режим			
К-1	6,6	5,7	6,2
К-2	3,0	1,6	3,1
К-3	6,6	4,9	6,5
К-4	2,8	2,0	-
К-5	5,1	15,5	-
К-6	3,4	3,0	3,2
К-7	4,6	4,0	4,5
К-8	3,4	3,0	3,3
К-9	2,8	2,4	2,5
К-10	2,8	2,4	2,4
К-11	2,0	1,8	2,1
К-12	3,0	2,6	3,3
К-13	2,0	1,7	2,4
К-14	4,4	3,8	4,2

3.4 Расчет токов для выбора и проверки основного оборудования

Перед началом расчета выбора и проверки основного оборудования подстанции следует выполнить расчет токов КЗ, требуемых для проверки данного оборудования. В частности, требуется дополнительно рассчитать:

- периодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- апериодическую составляющую тока максимального КЗ в расчетных точках;
- величину и длительности ударного тока КЗ в расчетных точках;
- величины максимальных рабочих токов по присоединениям.

Номинальный ток силового трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.т.i} = \frac{S_{ном.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}} \quad (3.13)$$

где $S_{ном.i}$ – номинальная мощность обмотки трансформатора, кВА;

$U_{ном.i}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора, кВ;

Рассчитаем рабочие токи по сторонам силового трансформатора.

Для обмотки ВН силового трансформатора ПС 220 кВ Сквородино, А:

$$I_{ном.т.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 119 \text{ А.}$$

Для обмотки СН силового трансформатора ПС 220 кВ Сквородино, А:

$$I_{ном.т.СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 375 \text{ А.}$$

Для обмотки НН силового трансформатора ПС 220 кВ Сквородино, А:

$$I_{ном.т.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А.}$$

Величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ равна:

$$I_{i.a} = \sqrt{2} \cdot I_{i.n} \quad (3.14)$$

где $I_{i.n}$ - величина апериодической составляющей расчетного тока КЗ, рассчитана ранее в п.3.3, кА.

Для расчетной точки К-1 расчетным током КЗ является ток 1-фазного КЗ. Значит, используем далее в качестве периодической составляющей именно этот ток.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 7,1 = 10,0 \text{ кА}$$

Величина расчетного ударного тока КЗ можно определить по кривым токов КЗ, но для упрощения расчета можно воспользоваться расчетными данными для ударных коэффициентов. Итак, соотношения для определения ударной составляющей тока равна:

$$I_{i.yd} = k_{yd} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i.n}, \quad (3.15)$$

где k_{yd} - величина ударного коэффициента. Определяется справочно для каждой расчетной точки [12]. Подробно расчет представлен в приложении Б.

Для расчетной точки К-1:

$$I_{1.yd} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,1 = 17,9 \text{ кА}$$

Величины токов для остальных расчетных точек представлен в приложении Б. Результаты расчета составляющих токов КЗ для выбора и проверки оборудования сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета составляющих токов КЗ

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударная составляющая тока КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-1 (220 кВ)	3-фазное	7,1	10,0	17,9
К-2 (110 кВ)	3-фазное	4,8	6,8	12,1
К-3 (35 кВ)	3-фазное	17,	24,3	43,3
К-4 (10 кВ)	3-фазное	27	38,2	68,0

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В данной главе производится, главным образом, выбор и проверка основного оборудования реконструируемой подстанции 220/110/35/10 кВ «Сковородино», что является одной из основных задач и, как следствие, целью данной выпускной квалификационной работы.

В ходе данной главы необходимо произвести следующий объем работ:

- разработать конструктивное исполнение распределительных устройств;
- разработать однолинейную схему реконструируемой подстанции для всех классов напряжения;
- произвести выбор и проверку ошиновки подстанции;
- произвести выбор и проверку выключателей;
- произвести выбор и проверку разъединителей;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов тока;
- произвести выбор и проверку измерительных трансформаторов напряжения;
- разработать систему оперативного тока объекта;
- произвести выбор и проверку трансформаторов собственных нужд;
- разработать систему диспетчерской и технологической связи и системы сбора и передачи информации.

4.1 Выбор конструктивного исполнения распределительных устройств

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые, закрытые и комплектные распределительные устройства.

При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств для напряжений 110 кВ и выше. На более низкое напряжение применение КРУЭ требует дополнительного технико-экономического обоснования.

Новые механизмы КРУЭ заимствованы из элегазовых аппаратов наружной установки производства «Электроаппарат». Долговечность элементов, подтверждённая 40 летней эксплуатацией в самых тяжёлых условиях, гарантирует КРУЭ качество и надёжность высочайшего уровня.

КРУЭ оснащаются интеллектуальными цифровыми устройствами управления и контроля, цифровыми оптическими трансформаторами тока и напряжения, обеспечивающие обмен данных по протоколу МЭК 61850 и МЭК 61850-9.2LE.

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь используемая под КРУЭ составляет порядка 10-20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

При разработке типа схемы распределительного устройства следует руководствоваться, прежде всего:

- мощностью силового оборудования;
- категорией надёжности потребителей;
- количеством отходящих присоединений.

На ПС 220/110/35/10 кВ «Сковородино» 4 распределительных устройства, среди которых:

- 220 кВ;
 - 110 кВ;
 - 35 кВ;
 - 10 кВ,
- соединяющие их силовые трансформаторы:
- ТДТН-25000/110/35/10 У1;

- АТДЦТН-63000/220/110/35 У1.

На сторонах 220 кВ и 110 кВ принимаем схему 13 (две рабочие системы шин). Она применяется на напряжении 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин. Схему с обходной системой шин для КРУЭ применять не рекомендуется вследствие его значительного удорожания. Надежность оборудования КРУЭ достаточно высокая и дополнительное повышение его надежности за счет применения обходной системы шин нецелесообразно.

На сторонах 35 кВ и 10 кВ принимаем схему 35-9, 20-9 и 10-1, соответственно: одна секционированная выключателем система шин. Применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. При этом, для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на подстанции используется РУ 10 кВ.

4.3 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для распределительного устройства 220 кВ примем к установке КРУЭ компании Электроаппарат марки ЯГГ-220.

На примере КРУЭ 220 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [10].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 2 и 3.

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$3150 \text{ A} \geq 80 \text{ A}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{с.в.о}}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с;

$t_{\text{вв}}$ – время выдержки времени, в соответствие со ступенями селективности, принимается 3 с [34];

$t_{\text{рз}}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с [26].

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = 6,11^2 \cdot 3,106 = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 80 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{нт}}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (4.3)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\alpha.\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}} \quad (4.4)$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 40,5} = 0,65$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 40,5 = 37,2 \text{ кА};$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,11 \cdot 0,65 = 5,6 \text{ кА}$$

$$37,2 \text{ кА} \geq 5,6 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (4.5)$$

где $t_{\text{откл}}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ;
 $I_{\text{п.о}}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}} \quad (4.6)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\kappa} = 6,11^2 \cdot 3,156 = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\kappa.\text{ном}} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 80 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 8,64 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 8,64 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\kappa.\text{ном}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 4.3. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 4.3 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 80 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ:

5) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

5) По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$80 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

5) По термической стойкости:

$$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в

выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (4.7)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 4.4 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ [24].

Таблица 4.4 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (4.8)$$

где S_{2H} - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5A$ - вторичный ток ТТ.

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.9)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ КВВГНГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0175$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (4.10)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [7];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ:

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (4.11)$$

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

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

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

220кВ \leq 220 кВ

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 4.6 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

Таблица 4.7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствии с методикой изложенной в [21]:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (4.12)$$

где $I_{\text{раб.мах.220}}$ - рабочий максимальный ток, А;

k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 -поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 -поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-240 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=392$ А .

Расшифровка кабеля:

А- Алюминиевая токопроводящая жила

Пв- Изоляция из сшитого полиэтилена

Б- Броня из двух стальных лент

В- Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 392 = 341 \text{ А}$$

$$80,3 \text{ А} \leq 341 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 240 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

4.4 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 110 кВ

Для распределительного устройства 110 кВ примем к установке КРУЭ компании Электроаппарат марки ЯГГ-110.

На примере КРУЭ 110 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [10].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделах 2 и 3.

Проведем проверку для КРУЭ 110 кВ.

Условия выбора:

2) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую

стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

$$B_{к} = 6,11^2 \cdot 3,106 = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.8 – Параметры выбора КРУЭ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{нр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 110 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$3150 \text{ А} \geq 80 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{нт}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{ном} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 40,5} = 0,65$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 40,5 = 37,2 \text{ кА};$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 6,11 \cdot 0,65 = 5,6 \text{ кА}$$

$$37,2 \text{ кА} \geq 5,6 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$40,5 \text{ кА} \geq 6,11 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу на термическую стойкость

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

$$B_{к} = 6,11^2 \cdot 3,156 = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Условия выбора и проверки силовых выключателей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 8,64 \text{ кА}$	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 6,11 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 8,64 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 110 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 4.10. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 4.10 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 80 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,5^2 \cdot 1 = 1640 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ:

б) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

б) По току:

$$I_{тах} \leq I_{ном}$$

$$80 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$125 \text{ кА} \geq 15,4 \text{ кА}$$

б) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

В таблице 4.4 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 110 кВ [24].

Таблица 4.11 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=2,5 \text{ мм}^2$ КВВГНГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0175$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 80 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 15,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40,5^2 \cdot 3 = 4920 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ:

1) По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «Y/Y₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 4.13 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}$$

Таблица 4.14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 110 кВ до трансформатора.

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 392 = 341 \text{ А}$$

$$80,3 \text{ А} \leq 341 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПВП с сечением 240 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

4.5 Выбор и проверка оборудования КРУН 35 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 35 кВ применяем КРУН.

Выбор и проверка ячеек КРУН.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУН 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУН наружной установки 35 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки К-405 со встроенными выключателями марки ВВС-35-25-П/630 У2 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВС-35-25-П/400 У2 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУН нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУН в ремонтное положение.

Выбор и проверка ячеек КРУН и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом, представленном в пункте 4.3.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в главах 2 и 3.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Условия выбора и проверки ячеек КРУН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3

$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУН марки К-405 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУН 35 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВС-35-25-П/630 У2, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВС-35-25-П/400 У2

Таблица 4.16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3

$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
---------------------------	---------------------------	------------------------

Продолжение таблицы 4.17

1	2	3
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 240 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 11,8 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 35 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-35Б-II У2

Таблица 4.18– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1

Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 4.19 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Таблица 4.21 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$
----------------------------	---------------------------------	---------------------------

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 35 кВ защищаются с помощью предохранителей.

Предохранители выбираются по расчетному току, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (4.13)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.14)$$

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,003 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-35-2-31,5 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.23 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,003 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.6 Выбор и проверка оборудования КРУ 10 кВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Для КРУ 10 кВ применены вакуумные выключатели, а вместо разъединителей втычные контакты.

К эксплуатации были выбраны КРУ наружной установки 10 кВ компании «САМАРАЭЛЕКТРОЦИТ» марки КРУ-СЭЩ-59 со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/1200 У2 для вводных ячеек и со встроенными выключателями марки ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40,5/630 У2 для секционной и фидерных ячеек.

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.24.

Таблица 4.24 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки КРУ-СЭЦ-59 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ:

В вводных ячейках применяем ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40,5/1200 У2, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-40,5/630 У2

Таблица 4.25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 880 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 27,3 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 27,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 4.26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 440 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 19,1 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 27,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$

Продолжение таблицы 4.26

1	2	3
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 19,2 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Все выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

Таблица 4.27– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-1000-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.28 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{раб.мах} = 880$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2$ Ом (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100$ кА	$I_{уд} = 48,3$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² ·с	$B_k = 1106$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Для ТТ в секционной ячейке:

Таблица 4.29 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЦ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.30 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$

Продолжение таблицы 4.38

1	2	3
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 4.31 – Состав вторичной нагрузки в фидерных ячейках

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		0,7	0,7	0,7

К установке принимается ТТ ТОЛ -СЭЩ-10-600-/0,5/10Р УХЛ1.

Таблица 4.32 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10-У2.

Таблица 4.33 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	1	6
Ваттметр	СР-3021	5	1	5
Варметр	СТ-3021	5	1	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	23	172,5
Итого				188,5

Таблица 4.34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 188,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.

Трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ защищаются с помощью предохранителей.

$$I_{пл.вс} = \frac{0,189}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,01 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-50 У1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 4.35 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,01 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 48,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.

4.7 Выбор и проверка ошиновки 35 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 35 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$.

Принимаем стандартные алюминиевые прямоугольные шины АД31Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.мах} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$480 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11,8^2 \cdot 1 = 139 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$139 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.15)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{139 \cdot 10^6}}{90} = 131 \text{ мм}^2$$

где $C=90$ - для алюминиевых шин [24].

$$q_{min} \leq q = S \quad (4.16)$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$131 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (4.17)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток на шине, А [раздел 7];

a - расстояние между фазами, м [33].

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30^2}{0,2} = 778 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего

усилия, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (4.18)$$

где L - длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (4.19)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{778 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 47 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$.

$$47 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.36 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 480 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 139 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 131 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$

$\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 47 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$
---------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------

4.8 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{раб.маx} = 880 \text{ А}$.

Принимаем, аналогично, алюминиевые прямоугольные шины АДЗ1Т1 сечением 80х6 мм, с номинальным током $I_{раб.маx} = 1480 \text{ А}$.

$$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$$

$$880 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опрорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 1 = 369 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$369 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{369 \cdot 10^6}}{90} = 213 \text{ мм}^2$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где a и b – ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$213 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48,3^2}{0,2} = 1236 \text{ Н/м}$$

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

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1236 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 74,2 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ [33].

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$74,2 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 4.37 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{ном}} = 1480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 880 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 369 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 213 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 74 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

4.9 Выбор и проверка изоляторов

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

2. По допустимой нагрузке $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$

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

$F_{\text{доп}}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (4.20)$$

На стороне 35 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{30000^2}{0,2} = 1091 \text{ Н}$$

Таблица 4.38 – Выбор опорных изоляторов ИО-35-3,75

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 35 \text{ кВ}$	$I_{\text{раб.тах}} \leq I_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 1091 \text{ Н}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

На стороне 10 кВ к установке приняты опорные изоляторы ИОР-10-7,5 У1 с допустимой нагрузкой на изгиб:

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

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4 \cdot \frac{48300^2}{0,2} = 2828 \text{ Н}$$

Таблица 4.39 – Выбор опорных изоляторов ИОР-10-7,5

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

1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$F_{дон} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 236,92 \text{ Н}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$

4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{ТСН} = \frac{\Sigma S_{СН}}{2 \cdot k_3} \quad (4.21)$$

Расчетные данные мощности и потребления на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 4.40.

Таблица 4.40 – Мощности основных потребителей собственных нужд

Потребители	Потребляемая мощности, кВА
1	2
Система охлаждения трансформаторов	24

Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	1,5
Подогрев шкафов в КРУ	3
Подогрев релейных шкафов	1,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУ совмещенного с ОПУ	30
Здание административного персонала с диспетчерским пунктом	500
Зарядно-подзарядный агрегат	2x23
Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	30
Освещение территории ПС	5
Итого	641

$$S_{ТСН} = \frac{641}{2 \cdot 0,7} = 457,89 \text{ кВА}$$

Таким образом, каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-630.

Проверим по коэффициентам загрузки:

$$k_{з.норм} = \frac{457}{2 \cdot 630} = 0,36,$$

$$k_{з.авар} = \frac{457}{630} = 0,73.$$

По результатам проверки принимаем к установке предварительно выбранные трансформаторы собственных нужд.

4.11 Выбор аккумуляторных батарей

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

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (4.22)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (4.23)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (4.24)$$

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

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

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

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (4.25)$$

где $I_{T_{\max}}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{T_{\max}} = 1269 \text{ A};$$

$k_{\text{пер}} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ A}.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58;$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{п}}, \quad (4.26)$$

$$I_{\text{пз}} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ A}$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (4.27)$$

$$U_{\text{пз}} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ B}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

4.12 Выбор системы оперативного тока

Система постоянного оперативного тока – это надежный и безопасный способ питания оперативных цепей на подстанции. Она основана на использовании аккумуляторной батареи, которая поддерживается постоянно заряженной от других источников питания. Такая система позволяет обеспечивать работу оперативных цепей даже при отключении основного источника питания, а также при коротких замыканиях и других ненормальных режимах.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции используется система постоянного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться лишь в качестве аварийного источника питания и будут находиться в режиме постоянного подзаряда от ВЗП, являющимся постоянным источником питания СОПТ.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

В данной главе требуется выполнить анализ существующего оборудования релейной защиты и автоматики на ПС 220/110/35/10 кВ «Сковородино», после чего произвести выбор новых устройств и комплексов релейной защиты и сетевой автоматики первичного оборудования.

5.1 Описание существующего оборудования РЗА и определение объемов реконструкции

Реконструкция и переустройство ПС 220 кВ Сковородино осуществляется без образования новых ЛЭП, не приводит к изменению их основных характеристик (мощность, класс напряжения и (или) пропускная способность) и (или) осуществляется в границах соответствующего муниципального образования, на территории которого расположены реконструируемые (переустраиваемые) объекты.

Собственно, реконструкция касается в качественном отношении именно силового оборудования, релейная защита которого и будет выбрана в рамках данной выпускной квалификационной работы.

В таблицах 5.1 - 5.4 представлен состав защит, которые применяются на объекте в данный момент. На данный момент устройства РЗА ПС 220 кВ Сковородино расположены в следующих пунктах:

- на ГЩУ;
- в ЗРУ 10 кВ в составе ячеек;
- в ЗРП-1;
- в ЗРП-2.

Произведем оценку существующих комплексов РЗА и определим необходимые объемы реконструкции.

Все данные получены в ходе прохождения преддипломной и производственной практик.

Таблица 5.1 – Существующие устройства РЗА на ГЩУ

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
1 сек. ЩПТ	Типовая ЭМ панель	1986
Ввод АКБ	Типовая ЭМ панель	1986
2 сек. ЩПТ	Типовая ЭМ панель	1986
ВАЗП №1	Типовая ЭМ панель	1986
ВАЗП №2	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА СВ-35	Типовая ЭМ панель	1986
Защита от подпитки со стороны 27,5 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ЭМБ 220,35,10 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдант/т (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
Панель ОМП	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА В-220 ВЛ Ульручы/т (АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА В-35 ВЛ Толбузино	Типовая ЭМ панель	1986
ТН-220 1С, 2С	ШНЭ 2040-003- УХЛ4	2012
ТН-220 ОСШ, ТН-35 1С, 2С	Типовая ЭМ панель	1986

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
РАСП	Бреслер- 0117.010.3521	2012
КСЗ ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
Комплект РЗА В-220 ВЛ Гонжа/т, Сулуc/т (АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ ВЛ 220 кВ Сулуc/т- Сквородино (ДЗ, ТЗНП, ТО)	ЭПЗ-1636	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Сулуc/т- Сквородино	ЭПЗ-1643	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Сквородино- Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан/т	ЭПЗ-1643	1986
АУВ В-220 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Технологические защиты и МТЗ- 35кВ Т-1, АУВ В-35 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ стороны ВН, СН, НН Т-1, АУВ В-10 Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Автоматика РПН Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Центральная сигнализация	Типовая ЭМ панель	1986
Управление В-35 ВЛ Толбузино	Типовая ЭМ панель	1986
Управление Т-1	Типовая ЭМ панель	1986
Шинные аппараты 220, 35, 10 кВ	Типовая ЭМ панель	1986

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
Управление Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
Управление В-220 ВЛ Гонжа/т, В-220 ВЛ Ульручы/т, В-220 ВЛ Сулус/т	Типовая ЭМ панель	1986
Управление ОВ-220, СВ-220, В-220 ВЛ Ключевая, В-220 ВЛ ЗГЭС	Типовая ЭМ панель	1986
Управление Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
ВЧБ ВЛ 220 кВ Сквородино-Гонжа/т		1986
КСЗ стороны ВН, СН Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
АУВ В-220 Т-2, АУВ В-27,5 Т-2	Типовая ЭМ панель	1986
АУВ В-220 Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗ Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
КСЗ стороны ВН, СН Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА НН Т-3, ТН-27,5 Т-2, ТН-27,5 Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
Автоматика РПН Т-3	Типовая ЭМ панель	1986
ВЧБ ОВ-220	Типовая ЭМ панель	1986
Комплект РЗА ОВ-220 (ДЗ, МФТО, ТЗНП, УРОВ, АУВ, ТАПВ, ЗНФ)	Типовая ЭМ панель	1986
УРОВ-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ДЗШ 1С-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986
ДЗШ 2С-220 кВ	Типовая ЭМ панель	1986

Таблица 5.2 – Существующие устройства РЗА в ЗРУ 10 кВ

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Ф.1 «КЭЧ»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТСН-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
ТН-10 1С	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.4 «Поселок»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.5 «Эл/ст.»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.6 «Больница»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«Ввод 10 кВ Т-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.8 «РРС-131-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТР-10 Т-1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.10 «Эл/ст.»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.11 «Нефтепровод»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.12 «Аэропорт»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.13 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.14 «ТХН»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.15 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.16 «Резерв»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«СР-10»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.18 «Лесопункт»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«СВ-10»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТН-10 2С»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.23 «РРС-131-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.25 «Энергоуч. №1»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.27 «Энергоуч. №2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977

Продолжение таблицы 5.2

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

Ф.29 «Вымпел»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТСН-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«Ввод 10 кВ Т-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
«ТР-10 Т-2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
Ф.37 «Поселок 2»	В составе ячейки ЗРУ-10	1977
1С-10 кВ и 2С-10 кВ	В составе ячейки ЗРУ-10	1977

Таблица 5.3 – Существующие устройства РЗА в ЗРП-1

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ключевая-Сковородино (ДЗЛ, ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭЛС	2011
КСЗ ВЛ 220 кВ Ключевая- Сковородино (ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭЛС	2011
Комплект РЗА В-220 ВЛ Ключевая (УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭАВ	2011
ШРОТ №1	ШЭОТ	2011
МКПА 220 кВ №1 1 Комплект	МКПА	2011
ПРМ/ПРД PBS по ВОЛС ВЛ 220 кВ Ключевая-Сковородино	ШОСН.Е42.12G	2011
ПРМ/ПРД ETL 300/312 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая-Сковородино	ШОТП.Е42.12G	2011

Продолжение таблицы 5.3

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

Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Сковородино (ДЗЛ, ДЗ, МФТО, ТЗНП)	ШЭ2607 093-27Е2	2011
КСЗ ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС- Сковородино (ДЗ, МФТО, ТЗНП); Комплект РЗА В-220 ВЛ ЗГЭС (УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭ2607 019021- 27Е2 УХЛ4	2011
Комплект РЗА СВ-220 (МТЗ, ТЗНП, УРОВ, АУВ, ТАПВ)	ШЭ2607 015-27Е2 УХЛ4	2011
МКПА 220 кВ №2 2 Комплект	МКПА	2011
МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Сковородино- Гонжа/т, ВЛ 220 кВ Сковородино-Ульручьи/т с от- пайкой на ПС Талдан/т (ФОЛ, АОПО, ФСМ)	МКПА	2011
МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Сковородино- Гонжа/т, ВЛ 220 кВ Сковородино-Ульручьи/т с от- пайкой на ПС Талдан/т (ФОЛ, АОПО, ФСМ)	МКПА	2011
ПРМ/ПРД ETL 280/288 кГц ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Сковородино	ETL682	2011
ПРМ/ПРД PVS по ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС-Сковородино	CP24	2011
ШРОТ №2	ШНЭ 8001-3822 УХЛ4	

Таблица 5.4 – Существующие устройства РЗА в ЗРП-2

Присоединение	Тип устройства	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3
ПРД УПК-Ц 200, 240 кГц по тракту ПС 220 кВ Сквородино-ПС 220 кВ Ульручы/т-ПС 220 кВ Сквородино	ШОТП	2012
ПРД УПК-Ц 428 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая-Сквородино, ПРМ УПК-Ц 492 кГц ВЛ 220 кВ Ключевая-Сквородино,	ШОТП	2012
ШРОТ	Типовая ЭМ панель	2012

По результатам предоставленных данных делаем вывод о необходимости реконструкции устройств РЗА, находящихся в ЗРУ и на ГЩУ в первую очередь.

В рамках данной работы будет рассмотрена реконструкция устройств РЗА выбранных силовых трансформаторов, а также устройств сетевой автоматики сети 220 кВ: УРОВ, АПВ и сети 10 кВ в части АВР.

5.2 Выбор принципов релейной защиты линии

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

В качестве устройств защиты ВЛ 220 кВ Сковородино - Могоча принимаем защиты марки ЭКРА:

- терминал основных защит БЭ 2704 091
- терминал резервных защит БЭ 2704 021
- терминал резервных защит и автоматики управления выключателем БЭ 2704 011.

В состав комплектов входит:

- ДЗЛ;
- 5-ступенчатая ДЗ;
- 6-ступенчатая ТЗНП;
- МТО;
- УРОВ;
- АПВ;
- АРПТ;
- АУВ.

5.3 Расчет резервных защит линии

Расчет для 1 ступени ДЗ.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{cpI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (5.1)$$

где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{cpI} = 0,85 \cdot 113 = 96,5 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило принимается равной минимально возможному значению (~ 0 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_m}{K_{ток}} \right) \quad (5.2)$$

Отстройка от КЗ за трансформатором Т1:

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot \left(113 + \frac{79}{0,623} \right) = 204 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты смежных линий:

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot Z_{л} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л2} \quad (5.3)$$

$$Z_{cpII} = 0,85 \cdot 113 + \frac{0,66}{0,464} \cdot 75 = 203,2 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выбираем значение по условию 2.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5\text{с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^I + \Delta t, \quad (5.4)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{с.з1.1}^{II}}{Z_{л}}, \quad (5.5)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{203}{113} = 1,8 \geq 1,2$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [2]:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{НОМ} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр}}, \quad (5.6)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_v = 0,85$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

$$Z_{c.3}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(76 - 30)}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 630} = 153 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а так же отстроенная от периода качаний (обычно, более 1,5 с):

$$t_{c.3}^{III} = t_{c.3.c.m}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (5.7)$$

$$t_{c.3}^{III} = 2,0 + 0,5 + 0,5 = 3 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\chi}^{III} = \frac{Z_{c.3}^{III}}{Z_{л} + Z_{см.л}} \quad (5.8)$$

$$k_{\chi}^{III} = \frac{153}{125} = 1,3 > 1,2$$

Результаты и подробный расчёт представлен в приложении В.

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2} \quad (5.9)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} \quad (5.10)$$

где $Z_{уст}$ - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$ - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{96 \cdot (1 + \sin 76)}{2} = 95,1 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{96}{2 \cdot \sin 76} = 49,7 \text{ Ом}$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ, которая является определяющей в составе программного обеспечения терминала ЭКРА. Подробный расчет приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.6

Таблица 5.6 – Результаты расчета ДЗ

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	95	8,6
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	50	4,5
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	108	9,8
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	56	5,1
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	151	13,7

Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	79	7,2
---	----	-----

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

5.4 Токовая защита нулевой последовательности

Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах и подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах противоположной ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (5.11)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз.дип}^I = 1,3 \cdot 7100 = 9200 \text{ A}$$

Выдержка времени первой степени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (5.12)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй степени защиты выбирается по условию согласования с 1 степенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot I_{0.сз.смеж}^I \quad (5.13)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.смеж}^I$ - ток срабатывания первой степени защиты предыдущего участка.

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 11130 = 477 \text{ А}$$

Выдержка времени 2 степени принимается равной по условию селективности с согласуемой степенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (5.14)$$

где $t_{УРОВ}$ - время работы УРОВ смежной ПС (0,3 с).

$$t_{сз}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 степени защиты выбирается:

– по условию необходимой чувствительности;

– по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{0.сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (5.15)$$

$$I_{0.сз}^{III} = 1,1 \cdot 158 = 174 \text{ A}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (5.16)$$

$$t_{сз}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} \quad (5.17)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{500}{174} = 2,87 \geq 1,2$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается:

– по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором противоположной ПС;

– по условию отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{0.сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.транс.3ф} \quad (5.18)$$

$$I_{0.сз}^{IV} = 0,5 \cdot 225 = 113 \text{ A}$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит смежных трансформаторов.

$$t_{сз}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}$$

$$k_{ц}^{IV} = \frac{316}{113} = 2,8 \geq 1,2$$

5.5 Токовая отсечка линии

Покажем расчет токовой защиты для линии. Питание сети – одностороннее.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (5.19)$$

где $I_{кз}$ - ток в рассматриваемой защите при междуфазном КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТО на ПС А:

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 470 = 611 \text{ А}$$

В таблице 5.7 представлены результаты расчета токовых защит.

Таблица 5.7 – Результаты расчета ТЗНП и МТО со стороны ПС Волна

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	9200	46
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	477	2,4
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	174	0,87
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	113	0,6
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	

Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1
---	-----

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	611	3,1
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

5.6 Дифференциальная защита линии

В качестве основной защиты ЛЭП принята ДЗЛ в составе шкафа ШЭ2607 091 (терминал БЭ2710 091). Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в

процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полукомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полукомплектов защиты.

Связь между полукомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексору через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс C37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ. Расчёт тока срабатывания, отстройка от ёмкостного тока линий.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (5.20)$$

где $C_{уд}$ - удельная ёмкость линий, нФ/км;

l_L - длина линии, км;

$f_{НОМ}$ - номинальная частота, Гц;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение линии, кВ.

$$I_{C3} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (5.21)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс}=2-4$.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 284,1 \cdot 50 \cdot 220 = 109 \text{ A}.$$

$$I_{C3} \geq 2 \cdot 109 = 219 \text{ A}.$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{C3} \geq I_{нагр}, \quad (5.22)$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных.

$$I_{C3} \geq 165 \text{ A}.$$

Принимаем $I_{C3} = 110 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ $k_q \geq 2$.

$$k_q \geq \frac{500}{219} = 2,3.$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику срабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 5.2.

Коэффициент торможения и угол блокирования определим по номограммам. Определим постоянную времени апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = \frac{X}{\omega R} / \quad (5.23)$$

$$\tau = \frac{0,388}{314 \cdot 0,095} = 13 \text{ мс}.$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{7100}{165} = 43.$$

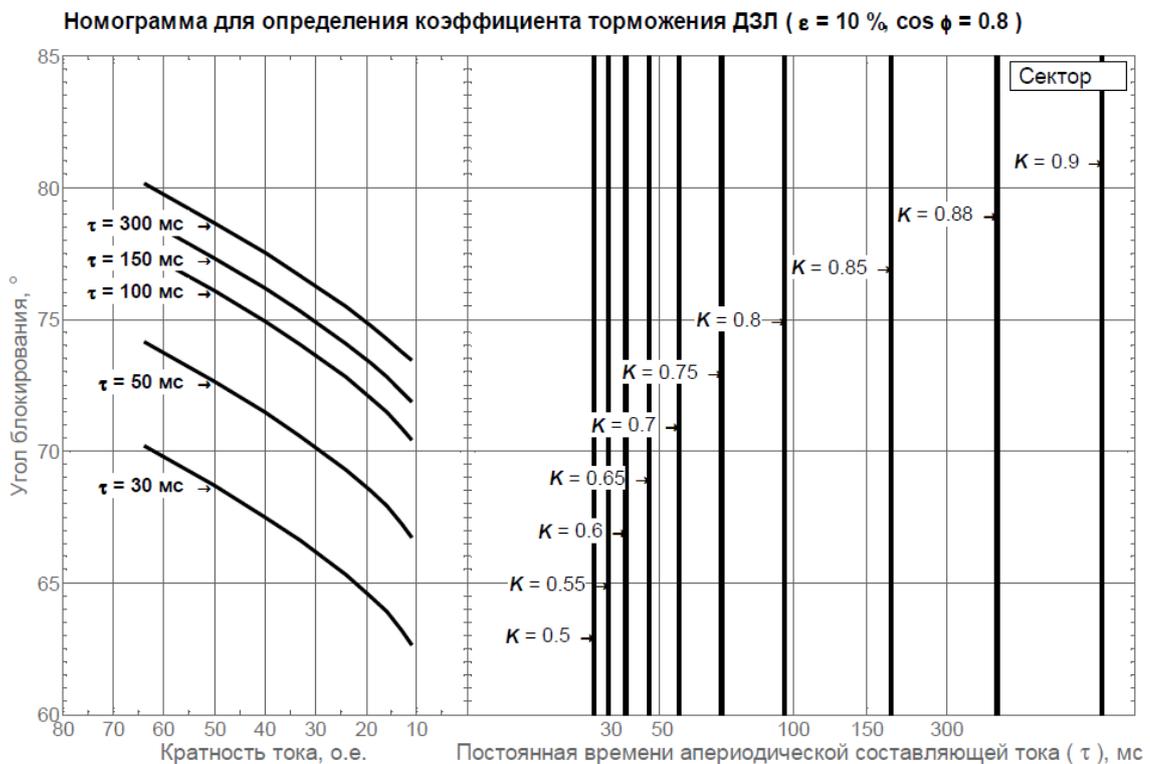


Рисунок 5.1 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{ТОРМ} = 0,5 \quad \phi_{БЛОК} = 60^\circ$$

Принятые уставки ДЗЛ ВЛ 220 кВ Сковородино - Могоча представлены в таблице 5.8. Все величины приводим в первичных величинах и в относительных единицах. Базисный ток принимаем по умолчанию – 1000 А.

Таблица 5.8 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 220 кВ Хани – Чара №1(2)

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 /	1000	5

	0,1 – 16,0		
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	219	0,2

Продолжение таблицы 5.8

1	2	3	4
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	60	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

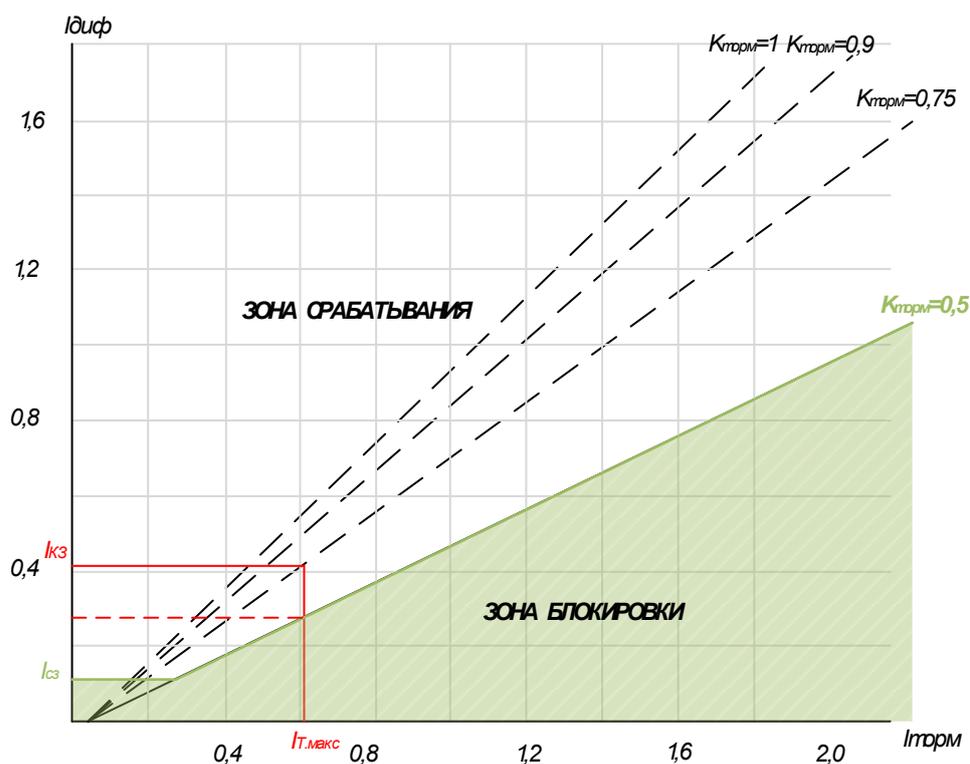


Рисунок 16 – Характеристика работы ДЗЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино - Могоча

Характеристика срабатывания (торможения) ДЗЛ представляет собой стандартного вида график для подобных дифференциальных защит. Графический расчет чувствительности при наличии торможения, выбранный коэффициент торможения представлены на рисунке 16 и в графической части выпускной квалификационной работы.

5.7 Автоматическое повторное включение 220 кВ

Согласно с ПУЭ [8] Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно

после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

5.8 Автоматика ввода резерва

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

6.1 Расчет молниезащиты

Для определения необходимого числа и мест расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо провести расчет зон защиты для всех молниеотводов, расставленных по периметру подстанции, а также учесть требования нормативных документов по расстоянию между молниеотводами и ограничениям по высоте молниеотводов.

Обычно молниеотводы располагаются на высоте от 20 до 30 метров от уровня земли и с интервалом между соседними молниеотводами не более 60 метров. Кроме того, на уровне молниеотводов не должно быть препятствий, которые могут нарушить зону защиты.

На основании расчетов зон защиты можно составить схему расстановки молниеотводов на территории ПС 220 кВ Сквородино с учетом указанных требований.

Для распределительного устройства подстанции требуется выбрать два отдельно стоящих стержневых молниеотвода, находящихся ближе всего к данной зоне защиты по расчетам, и установить два молниеприемника на линейных порталах, которые будут защищать линейные цепи от прямых ударов молнии.

На рассматриваемой подстанции Сквородино целесообразно применить 4 стержневых молниеотвода, установленных как отдельно, так и в составе линейных порталов.

Далее представлен пример расчета для одной пары молниеприемников.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м}$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эфи}} = 0,85h_i \quad (6.1)$$

Эффективная высота молниеотвода М01:

$$h_{\text{эфи}} = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (6.2)$$

Для молниеотвода М01:

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=4,9$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right) \quad (6.3)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left(1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М04:

$$h_{\text{cxij}'} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (6.4)$$

$$h_{\text{cxij}''} = h_{\text{эфj}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (6.5)$$

$$h_{\text{cxij}} = \frac{h_{\text{cxij}'} + h_{\text{cxij}''}}{2} \quad (6.6)$$

$$h_{cx12'} = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75$$

Результаты расчета приведены в таблице 6.1. Графическое отображение зон защиты молниеотводов представлено в графической части выпускной работы.

Таблица 6.1 – Результаты расчета зон защиты молниеотводов

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
1				
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04
Высота, м	16,3	16,3	20,1	20,1
Эффективная высота, м	13,86	13,86	17,1	17,1
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	3,58	3,58	7,59	7,59

6.2 Расчет заземления

Проектирование заземляющего устройства производится в соответствии с требованиями седьмого издания ПУЭ, глава 1.7. Согласно ПУЭ величина допускаемого сопротивления заземляющих устройств в установках свыше 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью составляет не более 0,5 Ом.

Принимаем двухслойную модель грунта. Из геологической карты Амурской области для Сковородинонского района, где расположена подстанция «Сковородино» определяем, что на этой территории преобладают лугово-черноземовидные почвы с удельным сопротивлением $\rho_1 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонного изменения грунта 2,2

Расчет заземляющего устройства будем вести по методике представленной в [23].

Определяем эквивалентное сопротивление неоднородного грунта по графику, представленному в РД 153-34.3-35.125-99 [16]:

Алгоритм выбора:

Определим соотношение $\frac{\rho_1}{\rho_2}$:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{60}{200} = 0,3$$

Определим кривую, на которую нужно опустить перпендикуляр:

$$\frac{h_{13} - h_3}{l_3} = \frac{2,5 - 0,5}{4} = 0,5$$

Определяем $\rho_{\text{экв}}$ из полученного соотношения:

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \frac{\rho_{\text{экв}}}{200} = 0,5$$

$$\rho_{\text{экв}} = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентное сопротивление грунта составляет $\rho_{\text{экв}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем площадь контура заземления.

Контур заземлителя расположен с выходом за границы ПС на 1,5 м для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

Геометрические размеры подстанции – 50x50 м.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \tag{6.7}$$

где $A = 50$ м-длина ПС;

$B = 50$ м-ширина ПС.

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных электродов
 $d=12$ мм

Тогда их сечение:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (6.8)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} = 113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (6.9)$$

где I - максимальный ток однофазного короткого замыкания, принимаем согласно расчетам главы 3 равным 6,11 кА;

T - время срабатывания РЗ при его отключении, складывается из полного времени отключения выключателя и выдержки времени, принимается равным 0,56 с [7];

β - коэффициент термической стойкости для ОРУ, для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{6110^2 \cdot 0,56}{400 \cdot 21}} = 50 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 50 \text{ мм}^2$$

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

Коррозийная зона выбирается по СТО-56947007-29.130.15.114-2012 и принимается К4.

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}) \quad (6.10)$$

$$S_{\text{CP}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + d_k, \quad (6.11)$$

где $T=240$ мкс- время использования заземлителя за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, d_k - справочные коэффициенты, зависящие от коррозионной зоны и соответственно равны 0,0026; 0,0092; 0,0104; 0,0224.

$$S_{\text{CP}} = 0,0026 \cdot \ln^3(240) + 0,0092 \cdot \ln^2(240) + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F \geq F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} \quad (6.12)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{тер}} = 31,47 + 50 = 81,5 \text{ мм}^2$$

$$113 \text{ мм}^2 > 81,5 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение удовлетворяет условию.

Найдем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}}, \quad (6.13)$$

где $l_{\text{П-П}}$ - расстояние между полосами сетки, по ПУЭ принимаем 5 м.

$$L_{\Gamma} = (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(50 + 2 \cdot 1,5)}{5} = 1124 \text{ м}$$

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (6.14)$$

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6$$

Принимаем $m=11$

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (6.15)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{2809}}{11} = 4,8 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (6.16)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2809} \cdot (11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (6.17)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами, принимается равное 5 м.

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2809}}{5} = 42$$

Принимаем вертикальные электроды диаметром $d=12$ мм, и длиной $l=5$ м. В этом случае вертикальные электроды будут находиться в слое грунта, не подверженному сезонным изменениям.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (6.18)$$

где A – коэффициент подобия, определяется по РД 153-34.3-35.125-99, зависит от отношения: $A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,094$ и принимается равным 0,161.

$$R_S = 100 \cdot \left(\frac{0,161}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1272 + 42 \cdot 5} \right) = 0,371 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{и}} = R_S \cdot \alpha_{\text{и}}, \quad (6.19)$$

где $\alpha_{\text{и}}$ – импульсный коэффициент, определяется как:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (6.20)$$

где I_M – значение тока молнии, принимается равный 60 кА.

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,343$$

$$R_{\text{и}} = 0,371 \cdot 1,343 = 0,49 \text{ Ом}$$

Как видно, полученные стационарное и импульсное сопротивление заземляющего устройства не превышают 0,5 Ом, следовательно, расчеты выполнены верно.

6.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный представляет собой устройство, которое имеет положительный температурный коэффициент сопротивления при заданном диапазоне напряжений, что обеспечивает снижение тока перегрузки оборудования при наличии перенапряжений в сети.

Кроме того, при выборе ограничителя перенапряжений необходимо учитывать такие параметры, как номинальная мощность линии, количество фаз, для которых предназначен ограничитель, а также группу надежности и условия эксплуатации оборудования.

Важным параметром является также коэффициент несимметрии сети, который влияет на эффективность работы ограничителя. Чем выше коэффициент несимметрии, тем больше вероятность возникновения перенапряжений в сети.

Выбор ограничителя перенапряжений нелинейный также зависит от типа линии и ее длины, а также от уровня напряжения в сети. Все эти параметры необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации электроустановок для обеспечения их надежного и безопасного функционирования.

Покажем пример расчета для ОПН на стороне 220 кВ Автотрансформатора.

Проверка по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (6.21)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

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

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (6.22)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

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

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (6.23)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z = 470$).

$$\mathcal{E}^{220} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (6.24)$$

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{297}{220} = 1,35 \text{ кДж / кВ}$$

Таблица 6.2 – Параметры ОПН на ПС 220/110/35/10 кВ «Сковородино»

Тип ОПН	ОПН– 220/172/10 /550	ОПН– 110/95/10/5 50	ОПН- 35/27/10/ 400	ОПН- 10/7.2/10/5 50
1	2	3	4	5
Класс напряжения сети, кВ	220	110	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее	$298/\sqrt{3}$	$171/\sqrt{3}$	$47/\sqrt{3}$	$19/\sqrt{3}$

напряжение, кВ				
----------------	--	--	--	--

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5
Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10	10
Остающееся напряжение, кВ	596	311	67	37
Ток пропускной способности- амплитудное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс, А	550	550	400	550
Длина пути утечки, см	630	450	227	88
Удельная энергоёмкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5	4,5	4,5	4,5

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Эта часть позволяет выбрать наиболее выгодный вариант развития района, основываясь на расчетах экономической эффективности.

7.1 Расчет капиталовложений

Определение оптимального варианта развития района является важным этапом его реконструкции. Для этого проводятся необходимые расчеты и оценки со стороны экспертов в области экономики и инфраструктуры. Основная задача этого этапа - выбрать оптимальный вариант, который будет наиболее эффективным с точки зрения затрат и результатов.

Для принятия таких решений используются расчеты различных экономических показателей, таких как инвестиционная привлекательность проекта, окупаемость инвестиций, прибыльность проекта, период возврата инвестиционных затрат и т.д. Результаты расчетов позволяют выбрать оптимальный вариант реконструкции с учетом финансовых, инженерно-технических и экологических аспектов.

Итак, определение оптимального варианта развития района на основе расчета экономической эффективности позволяет выбрать наиболее выгодный вариант реконструкции, обеспечивающий максимальную экономическую выгоду при максимальной сохранности окружающей среды и инфраструктуры.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (7.1)$$

В стоимость капитальных вложений на строительство подстанций включены расходы на приобретение трансформаторов, компенсирующих устройств и оборудования подстанций, на создание и обустройство ОРУ, а также на приобретение земельных участков, проведение коммуникаций и благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (7.2)$$

где $K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение линий электропередач включают в себя затраты на проектирование, строительство и обслуживание линий передач, а также на приобретение необходимого оборудования и материалов.

В стоимость капитальных вложений на строительство линий электропередач входят расходы на приобретение мачт, проводов, изоляции, фитингов и других материалов, необходимых для строительства линий передач. Также расходы могут включать в себя оплату земельных участков для прокладки линий передач, проведение работ по освоению и подготовке местности, покупку необходимого оборудования для строительства и обслуживания линий передач.

Кроме того, капитальные вложения на сооружение линий электропередач могут варьироваться в зависимости от технологии, используемой для передачи электроэнергии, так как каждая техника имеет свои особенности и требует различного оборудования и материалов.

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (7.3)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы.

$$K_{ВЛ} = 7,508 \cdot 10^4 \cdot 2,4 \cdot 1,4 = 2,52 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 2,4 \cdot (26000 + 25800) = 1,24 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 2,52 \cdot 10^5 + 1,24 \cdot 10^5 = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.2 Расчет потерь электрической энергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий - это потери, которые относятся к потерям на корону и определяются в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ [25]. Потери электроэнергии, в свою очередь, рассчитываются на основе эффективных мощностей и включают в себя потери, которые возникают во время эксплуатации линий электропередач в зимнее и летнее время года [5].

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \quad (7.4)$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{\text{эф}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕЕСК.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{эф}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕЕСК.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_Л + \Delta W_K \quad (7.5)$$

где T_3 , $T_Л$ – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

ΔW_K – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_Л \cdot 8760 \quad (7.6)$$

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_Л \cdot 8760 = 0,008 \cdot 57 \cdot 8760 = 3995 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 6,32 \cdot 3960 = 626,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 4800 + \frac{(12)^2 + (3)^2}{110^2} \cdot 5,30 \cdot 3960 = 564,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 626,8 + 564,9 + 3995 = 5186 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками на строительство линий электропередач можно назвать расходы, связанные с обслуживанием и поддержанием работоспособности уже построенных линий.

Эти затраты могут включать в себя регулярное техническое обслуживание линий передач, замену изношенных элементов линий связи, установку нового оборудования, а также многие другие расходы, связанные с обеспечением непрерывности и качественного функционирования электропередач.

Помимо этого, эксплуатационные издержки могут включать расходы на энергообеспечение линий передач, например, на оплату электроэнергии для питания устройств, обслуживающих линии связи, а также на оплату труда работников, занятых эксплуатацией и обслуживанием линий передач.

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W} \quad (7.7)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7.8)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (7.9)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7.10)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2023 год для Амурской области – 2,121 тыс.руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 5186 \cdot 2,69 = 1,395 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{AM} = \frac{3,766 \cdot 10^5}{20} = 1,883 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 2,52 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,243 \cdot 10^5 = 9,353 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = 1,883 \cdot 10^4 + 9,353 \cdot 10^3 + 1,395 \cdot 10^4 = 42,134 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (7.11)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

$$Z = 0,1 \cdot 3,766 \cdot 10^5 + 42,134 \cdot 10^3 = 79,793 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в реконструкцию составят:

$$K = 3,77 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

7.4 Оценка экономической эффективности

Мы проведем расчет срока окупаемости вложенных средств для модернизации и оценим выручку, полученную от реализации проекта.

Для более точной стоимостной оценки результатов деятельности мы примем в расчет данные по потреблению электроэнергии на рассматриваемый период. Исходя из максимального потребления в 25 МВт и количества часов в году, равного 8760 часов, мы можем определить полезно отпущенную часть электроэнергии на год, которая составляет 219000 МВтч.

Таким образом, основная задача состоит в том, чтобы оценить, какие вложенные средства потребуются для модернизации, и как быстро они смогут окупиться за счет выручки, полученной от реализации проекта.

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (7.12)$$

где $W_i = 219000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВтч;

$$O_{pt} = 219000 \cdot 202,4 = 44,32 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{377000000}{44325600} = 8,5 \text{ лет.}$$

Результаты расчета показали, что вложенные средства в проект по реконструкции ПС 220 кВ Сковородино смогут сравнительно быстро окупиться за счет полученной выручки. Это делает проект привлекательным для инвесторов. Однако, чтобы рассмотреть проект более детально и привлечь необходимых инвесторов, необходимо провести более глубокий экономический анализ. Возможно, этот анализ может быть проведен в рамках магистерской диссертации.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации ЗРУ и ОРУ. Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом.

Применяют два вида освещения:

- естественное;
- искусственное.

Естественное освещение разделяется на боковое (световые проемы в стенах), верхнее (прозрачные перекрытия или световые фонари) и комбинированное (наличие световых проемов в стенах и в перекрытиях одновременно).

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах. Эти изменения обуславливаются временем дня, года и метеорологическими факторами: - характер облачности и отражающее свойство земли.

Для искусственного освещения применяют электрические лампы накаливания и люминесцентные лампы.

Для участков, где требуется освещенность, превышающая 3 лк [57] это вводы трансформаторов и выключателей, разрядники, указатели масла, газовое реле, не достигается путем общего равномерного освещения, необходимо предусмотреть общее локализованное освещение.

Общее локализованное освещение следует осуществлять осветительными приборами, устанавливаемыми на порталах, конструкциях и мачтах равномерного освещения. В качестве осветительных приборов применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы. Освещение на

подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12-42 В. В таблице 28 приведены нормы освещённости открытых участков территории ПС.

В процессе эксплуатации устройств РЗА ремонтный персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно [44] могут быть классифицированы по степени опасности поражения людей электрическим током как помещения с повышенной опасностью. Требования, предъявляемые к таким помещениям следующие:

Все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур. Работу на электрооборудовании (сверлильный и т.п.) должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении. Изоляция электрооборудования должна быть не менее 2 степени.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к незаизолированным токоведущим частям или приближение к ним на не допустимое расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. В электроустановках выше 1000 В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в таблице.

Таблица 8.1 - Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых инструментов и приспособлений, временных ограждений, м	и расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
1		2	3
до 1	на ВЛ	0,6	1,0
	в остальных ЭУ	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
220		2,0	2,5
500		3,5	4,5

Важным мероприятием по защите человека от поражения электрическим током является устройство защитного заземления и зануление электрооборудования.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления.

Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, подразделяют все электрозащитные средства на четыре группы:

- изолирующие;

- ограждающие;
- экранирующие;
- предохранительные.

В электроустановках выше 1000В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, изолирующие и измерительные клещи, указатели напряжения.

К дополнительным изолирующим средствам относятся диэлектрические перчатки, боты, ковры, изолирующие подставки.

К ограждающим электротехническим средствам относятся временные переносные ограждения, переносные заземления и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства – это индивидуальные экранирующие комплекты, переносимые экранирующие устройства и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти, лестницы.

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната. Конструкция приставных лестниц и стремянок должна исключать возможность сдвига и опрокидывания их при работе. На нижних концах приставных лестниц и стремянок должны быть оковки с острыми наконечниками для установки на земле.

При использовании лестниц и стремянок на гладких опорных поверхностях (паркет, металл, плитка, бетон) на нижних концах должны быть надеты башмаки из резины или другого нескользкого материала. При установке приставной лестницы в условиях, когда возможно смещение ее

верхнего конца, последний необходимо надежно закрепить за устойчивые конструкции.

Согласно [44] опасными в отношении возможности травмирования являются работы, связанные с подъемом на высоту и креплением тяжелых деталей электрооборудования РУ (разъединителей, трансформаторов тока, опорных и проходных изоляторов и др.). Наряд - допуск определяет место работ с повышенной опасностью, их содержание, условия безопасного выполнения, время начала и окончания работ, состав бригады или лиц, выполняющих работы, ответственных лиц при выполнении этих работ. Наряд - допуск выдается на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ.

В исключительных случаях работы с повышенной опасностью, как-то: предупреждение аварии, устранение угрозы жизни работников, ликвидация аварии и стихийного бедствия в их начальной стадии - могут быть начаты без оформления наряда - допуска, но с обязательным соблюдением комплекса мер по обеспечению безопасности работников и под непосредственным руководством ответственного должностного лица.

При обнаружении нарушений мероприятий, обеспечивающих безопасность работ на высоте, предусмотренных нарядом-допуском и ППР на высоте, или при выявлении других обстоятельств, угрожающих безопасности работающих, члены бригады должны быть удалены с места производства работ ответственным исполнителем работ. Только после устранения обнаруженных нарушений члены бригады могут быть вновь допущены к работе.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках со снятием напряжения:

-

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

8.2 Экологичность

При разработке проекта были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадки в «кавалер», откосы которого укрепляются

посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

После сооружения подстанции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Проектируемая подстанция не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии автотрансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслостокков закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности.

Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв. При строительстве и эксплуатации ВЛ не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду (воду, воздух, почву, флору и фауну) [42].

Твердые отходы, появляющиеся во время ремонта оборудования подстанции (корпуса деталей, обрезки проводов кабелей, строительный и хозяйственный мусор) сортируются и вывозятся для вторичной переработки и утилизации соответствующими службами.

Электроэнергетика является одной из тех отраслей народного хозяйства, которая способна оказывать огромное воздействие на окружающую среду, загрязняя её отходами производства, расходуя большое количество природных ресурсов – топливных, земельных, водных. Загрязнение атмосферы, земли, воды вредными выбросами дымовых газов и

сточными водами электростанций, сбросами большого количества теплоты, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций.

На подстанции Сковородино используются силовые трансформаторы АТДЦТН-63000/220/110-У1 который содержит 35,5 т масла (тм).

Расчет маслоприемника и маслосборника на ОРУ

Выступать за габариты маслоприемника за габариты трансформатора не менее чем на:

- 0,6 м при массе трансформаторного масла до 2т;
- 1 м при массе трансформаторного масла от 2 до 10 т;
- 1,5 м при массе трансформаторного масла от 10 до 50 т;
- 2 м при массе трансформаторного масла более 50 т;

Габариты маслоприемника определяются по паспортным данным трансформатора, а значит находятся по формуле:

$$A_{МП} = A_m + 2\Delta \quad (8.1)$$

$$A_{МП} = 6,4 + 2 \cdot 1,5 = 9,4$$

$$B_{МП} = B_m + 2\Delta \quad (8.2)$$

$$B_{МП} = 8,8 + 2 \cdot 1,5 = 11,8$$

где А, В – габариты трансформатора, м;

Δ - величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла,

$$S_{мп} = A_{мп} B_{мп} \quad (8.3)$$

$$S_{mn} = 9,4 \cdot 11,8 = 110,92$$

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}} \quad (8.4)$$

$$V_{mm} = \frac{35500}{898} = 39,53$$

$$h_{МП} = \frac{V_{ПН}}{S_{МП}} + h_g + h_{zp} \quad (8.5)$$

$$h_{МП} = \frac{39,53}{110,92} + 0,075 + 0,25 = 0,681$$

Расчет маслоотвода и маслосборника

(8.6)

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{воды}$$

$$V_{воды} = 0,8It(S_{mn} + S_{БИТ}) \quad (8.7)$$

$$V_{воды} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (110,92 + 241,68) = 101,55$$

$$S_{БИТ} = 2(A + B)H \quad (8.8)$$

$$S_{БИТ} = 2 \cdot (8,8 + 6,4) \cdot 7,95 = 241,68$$

$$S_{МП} = C_{МП} \cdot D_{МП} \quad (8.9)$$

$$S_{МП} = 9,4 \cdot 11,8 = 110,92$$

$$V_{МП} = V_{МПТМ} + V_{МПН_2O} \quad (8.10)$$

$$V_{МП} = 39,53 + 101,55 = 141,08$$

8.3 Чрезвычайные ситуации

В части дипломного проекта, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с

оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии.

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Главными причинами взрывов и пожаров на производстве является неисправное ведение производственного процесса с участием горючих веществ, неисправного электрооборудования или не правильная его эксплуатация.

Основными причинами пожаров исследуемого объекта являются:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания,

перегрев проводов).

2. Открытый огонь (сварочные работы, курение, искры от автотранспорта и применение неомедленного инструмента).

3. Удар молнии.

4. Разряд зарядов статического электричества.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности согласно [56].

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

При размещении электрооборудования рекомендуется учитывать условия эксплуатации с целью удаления элементов электрооборудования представляющих опасность (коммутационных аппаратов, электродвигателей с искрящимися контактами) от мест скопления горючих материалов. в таблице 30 приведены категории производств по пожарной опасности зданий и сооружений, степень огнестойкости сооружений подстанции

Для обеспечения взрывопожарной опасности предусматривается:

- кабели прокладываются в траншеях наземных лотках с соблюдением требований и рекомендаций. [45]

- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора. КРУН должно обеспечивать пожарную безопасность. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открывающиеся со стороны РУ без ключа.

Строительные конструкции КРУН должны отвечать требованиям и СНиП, а также правилам пожарной безопасности (ППБ).

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Для подстанций класса напряжений 6/10/35кВ составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается энергетическим предприятием совместно с пожарной охраной.

На подстанциях и прилегающей территории должны быть оформлены уголки пожарной безопасности и созданы добровольные пожарные формирования (ДПФ). Действия каждого члена ДПФ должно четко указано в таблице боевого расчета. Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность. Автотракторный транспорт должен быть оборудован исправными огнетушителями.

Уголки пожарной безопасности должны быть оборудованы следующими первичными средствами пожаротушения:

- пожарный щит;
- ящик с песком;
- емкость с водой;
- асбестовое полотно.

На пожарном щите должно иметься:

• два огнетушителя типа ОП-5, ОУ-5 согласно «Типовым правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий»

- багор;
- лом;
- топор;
- ведра;

- лопаты.

Огнетушитель типа:

ОП-5 применяется для тушения деревянных построек;

ОУ-5 применяется для тушения небольших пожаров в электроустановках.

Первичные средства пожаротушения должны всегда содержаться в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляться в соответствии с «Инструкцией по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на энергетических предприятиях».

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламента:

- вызывает пожарную команду;
- оповещает руководство подстанции;
- производит необходимые отключения и заземления оборудования;
- встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ;
- выдает разрешение (допуск) на тушение пожара;
- выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты);
- заземляет пожарную машину и ствол.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием.

Электрический удар сопровождается появлением судорог, потерей сознания, прекращением или сильным ослаблением деятельности органов дыхания и кровообращения. При этом возможно исчезновение видимых признаков жизни и наступления так называемой мнимой смерти. Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с частями электроустановок, которые нормально находятся под напряжением. Для предупреждения этого в электроустановках предусматривают специальные ограждение частей, нормально находящиеся под напряжением, соблюдают определенную ширину проходов и т.д.

Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с теми частями электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы. В этих случаях безопасность обеспечивается заземлением всех частей установки, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы.

Заземление выполняют путем присоединения соответствующих частей установки к заложеным в грунте электродам заземления, образующим так называемый заземлитель. Металлические проводники, соединяющие части установки с заземлителем, называются заземляющими проводами. Совокупность заземлителя и заземляющих проводов называют заземляющим устройством или заземлением.

В целях обеспечения безопасности обслуживания электроустановок необходимо заземлять: станины и кожухи электрических машин и аппаратов; вторичные обмотки измерительных трансформаторов; каркасы распределительных щитов и щитов управления; металлические конструкции закрытых и открытых распределительных устройств и т.д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции подстанции 220/110/35/10 кВ "Сковородино" с полной реорганизацией распределительных устройств на всех уровнях напряжения.

Работа включает детальный анализ района, в котором расположена подстанция, расчет и анализ электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования, а также выбор новых схем распределительных устройств.

В рамках работы также был проведен подбор и проверка оборудования, разработка принципов функционирования, анализ параметров настройки и выбор алгоритмов функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

Были описаны сетевые автоматика и элементы противоаварийного управления, а также проведена реконструкция системы молниезащиты и заземления.

Работа включает также технико-экономическую оценку объемов реконструкции.

Все поставленные задачи и цели были выполнены в полном объеме.

БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2023).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 10.06.2023).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 2.06.2023).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2023).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: энергоиздат, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2–е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.

33 РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа:
http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/.(дата
обращения 29.05.2023).