

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Коболдо напряжением 110/35/6 кВ с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые

Исполнитель

студент группы 742-об1

подпись, дата

Д.С.Голубев

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой

_____ Н.В. Савина
» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Голубева Дмитрия Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция подстанции Коболдо напряжением 110/35/6 кВ с заменой масляных выключателей 35 кВ на элегазовые

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС,
нормативно-справочная литература: ПТБ, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы

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

1. Общая характеристика районов проектирования 2. Расчет токов короткого замыкания
3. Выбор оборудования 4. Заземление и молниезащита 5. Защита трансформатора

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема рассматриваемой сети 2. Однолинейная схема ОРУ ПС Коболдо 110/35/6 3. Расчет ТКЗ
4. Заземление стороны высокого напряжения подстанции Коболдо

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

7. Дата выдачи задания 22.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н. канд.тех.наук.доцент.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 с., 4 рисунка, 26 таблиц, 142 формулы, 7 приложений, 13 источников.

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

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции подстанции Коболдо напряжением 110 кВ, предложен вариант замены масляных выключателей 35кВ на элегазовые.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы дано описание района электрических сетей и подстанции; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, такие как выключатели и разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции, а также рассмотрен расчет релейной защиты.

Рассмотрены меры безопасности при работе с элегазом, описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции, приведены затраты на реконструкцию, рассчитан срок окупаемости проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	8
1.2 Основное оборудование ПС Коболдо	10
2 Расчет токов короткого замыкания	14
2.1 Общие положения	14
2.2 Расчет параметров схемы замещения	15
2.3 Расчет токов КЗ	21
3 Выбор оборудования	23
3.1 Общие положения	23
3.2 Выбор выключателей	23
3.3 Выбор трансформаторов тока	27
3.4 Выбор трансформаторов напряжения	31
3.5 Выбор шинных конструкций	33
3.5.1 Общие положения	33
3.5.2 Выбор гибких шин 110 кВ	33
3.5.3 Выбор и проверка жёстких шин на 6 и 35кВ	35
3.5.4 Выбор изоляторов	39
3.6 Выбор ОПН	41
3.7 Выбор КРУ 6, 35 кВ	44
3.7.1 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ	44
3.7.2 Выбор КРУ на напряжение 6 кВ	50
3.8 Выбор ТСН	55
4 Заземление и молниезащита	57
4.1 Расчет заземлителя	57
4.2 Расчет молниезащиты	63
5 Защита трансформатора	67

5.1 Дифференциальная токовая защита	67
5.2 Максимальная токовая защита	68
5.3 Дифференциальная защита трансформатора	69
5.4 Защита от перегрузок	71
5.5 Газовая защита трансформатора	72
5.6 Устройство резервирования при отказе выключателя	73
6 Экологичность и безопасность	76
6.1 Меры безопасности	76
6.2 Экологичность проекта	80
6.3 Чрезвычайные ситуации	86
7 Технико-экономический расчет	88
7.1 Расчет капиталовложений на реконструкцию ПС	89
7.2 Расчет эксплуатационных издержек	93
7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	94
7.4 Срок окупаемости проекта	94
Заключение	97
Библиографический список	98

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Наиболее крупная отрасль экономики Амурской области это добыча полезных ископаемых. На первом месте по инвестиционной привлекательности стоит рудное золото. Разведанные запасы полезных ископаемых составляют всего около 4% от прогнозных ресурсов.

Реконструируемая подстанция 110/35/6 кВ «Коболдо» предназначена для энергоснабжения промышленных предприятий угольной и золотодобывающей промышленности и других потребителей севера Амурской области, расположенных в зоне действия сетей 110 и 35. кВ.

ОРУ 110 кВ и 35 кВ на подстанции Коболдо изготавливаются по схеме 9: система рабочих шин с выключателем, ячейка 6 кВ представлена комплектной ячейкой серии К-49.

Целью данного проекта является реконструкция ПС Коболдо с заменой масляных выключателей 35кВ на элегазовые.

Также на ПС Коболдо требуется реконструкция, которая состоит в:

- замене масляных выключателей РУ 110 и 35 кВ на элегазовые;
- замене ОРУ 35 кВ на КРУ серии К – 130;
- замене КРУ 6 кВ на КРУ серии К – 105.

В ходе расчета рассматривались следующие задачи: расчет токов короткого замыкания для подбора оборудования; замена и обследование оборудования подстанции; расчет заземления и молниезащиты; расчет защиты микропроцессорного реле трансформатора, расчет показателей надежности выбранной схемы КРУ 35, указана стоимость оборудования, рассчитаны общие затраты на реконструкцию и срок окупаемости проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Селемджинский район расположен в восточной части Амурской области. На северо- и юго-востоке и юге граничит с Хабаровским краем, на юго-западе и западе – с Мазановским районом, на северо-западе – с Зейским районом. Относится к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера. Административный центр Селемджинского района – поселок Экимчан. Площадь района составляет 46,7 тыс. км²(12,9 % области).

С момента образования Селемджинский район специализировался как золотодобывающий. Крупнейшие предприятия района - ООО «Албынский рудник», ЗАО «Маломырский рудник»

Юго-западная часть территории района расположена на Амурско-Зейской равнине, абсолютная высота которой над уровнем моря составляет 200-300 м, в некоторых местах 500 – 600м. Большая часть равнины заболочена. В северной и восточной частях равнины преобладает горный рельеф. Район относится к бассейну среднего Амура и характеризуется густой речной сетью – 0,7-1,2 км/км².

На территории Селемджинского района расположено несколько особо охраняемых природных территорий: Гербиканский заказник и Норский заповедник площадью 87600 га и 211168 га соответственно, - основная задача которых сохранение и изучение природных комплексов типичных для Верхнего Приамурья.

По причине преобладания мусонного характера циркуляции воздушных масс климат района является резко континентальным. Благодаря чему на территории района наблюдаются низкие температуры воздуха, небольшое количество осадков, небольшие скорости ветра.

Зимой выпадает небольшое количество снега, температура низкая. Лето обычно жаркое, со значительным количеством атмосферных осадков

(на 60-70% больше годовой нормы), которые часто вызывают половодье в реках. Наряду с обильными дождями случаются и засухи, которые сопровождаются слабым суховеем.

По частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов район строительства относится к районам с умеренной пляской.

Селемджинский район относится к районам со сложными климатическими условиями.

Характеристики климатических условий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики климатических условий Селемджинского района

Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+40
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-52
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
Температура воздуха среднегодовая, °С	-5,9
Район по гололеду	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Район по ветровому давлению	II
Скорость ветра, повторяемостью 1 раз в 25 лет с 10-минутным интервалом осреднения, м/с	29
Среднегодовая продолжительность гроз	60-80

1.2 Основное оборудование ПС “Коболдо”

Тип распределительных устройств подстанции :

- 1) ОРУ 110
- 2) ОРУ 35
- 3) КРУ 6

В целях модернизации следует заменить ОРУ 35 кВ на КРУ 35 кВ.

Для преобразования амплитуды переменного напряжения, оставляя неизменным его частоту используют силовые трансформаторы.

Подстанция оснащена 2 силовыми трансформаторами ТДТН-25000/110-79У1. Суммарная установленная мощность 50 МВА.

Особую роль на подстанции выполняют высоковольтные выключатели. Они служат для коммутации электрических цепей во всех эксплуатационных режимах включения и отключения токов нагрузки, токов намагничивания трансформаторов и зарядных токов линий и шин, отключения токов КЗ, а также при изменениях схем электрических установок.

Все коммутирующие устройства, работающие с высокими токами, должны обладать следующими качествами:

- Быть надежными и безопасными для персонала и других лиц.
- Обладать быстродействием, затрачивая минимальное время на отключение.
- Простой монтаж и удобное дальнейшее обслуживание.
- Низкий уровень шума в процессе работы.
- Относительно небольшая стоимость, оптимальное соотношение цены и качества.

Сегодня рационально использовать высоковольтные выключатели с элегазом, в целях модернизации, а также у него большое преимущество над другими выключателями:

- возможность установки в электроустановках как закрытого, так и открытого исполнения практически всех классов напряжения;
- простота и надежность конструкции;
- большой коммутационный ресурс контактной системы;
- неплохая отключающая способность;
- высокая скорость срабатывания;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- небольшие габаритные размеры и масса

На подстанции установлены выключатели: ВМТ-110Б-25/1250-УХЛ1 – 5 шт.; ЗАР1DT-145/ЕК-110 IV 40/1600 – 2 шт.; С-35М-630 ШПЭ-12 – 2 шт.; С-35М-630 – 5 шт.; ВВ/TEL тип ISM15 LD 1(46) - 12 шт.

Как мы видим на стороне высокого напряжения уже установлены несколько элегазовых выключателей, следует заменить оставшиеся выключатели, а также установить в новую добавленную ячейку.

Разъединители предназначены для отключения и включения под напряжением участков электрической цепи или отдельных аппаратов при отсутствии нагрузочных токов. Это коммутационный аппарат с видимым местом разъединения в воздухе. Видимый разрыв цепи при отключенных разъединителях наглядно показывает эксплуатационному персоналу на возможность безопасного приближения к отсоединенным частям установки.

На подстанции установлены разъединители: РНДЗ 16 110/1000У1 – 18 шт.; РНДЗ 2 110/1000У1 – 8 шт.; РНДЗ.16–35/1000 ХЛ1 – 6 шт.; РНДЗ.2–35/1000 ХЛ1 – 6 шт. SDF 245 n П* 100 УХЛ1+2Е - 10 шт.

Трансформатор напряжения предназначен для отделения первичных цепей высокого и сверх высокого напряжений и цепей измерений, РЗ и А. Также их используют для понижения высоких напряжений (110, 10 и 6 кВ) до стандартных нормируемых величин напряжений вторичных обмоток – 100 либо $100/\sqrt{3}$.

Трансформаторы напряжения на ПС “Коболдо”: НАМИ – 110 -58 УХЛ1 – 7 шт.; ЗНОМ-35-65 У1 – 12 шт.; НКФ – 110 -57 У1 – 6 шт.; НАЛИ-СЭЩ-10-1 - 4шт.

Для измерения величин с большими значениями применяются трансформаторы тока. С этой целью выполняется последовательное включение первичной обмотки устройства в цепь с переменным током, значение которого необходимо измерить. Вторичная обмотка подключается к измерительным приборам. Между токами в первичной и вторичной обмотке существует определенная пропорция. Все трансформаторы этого типа отличаются высокой точностью. В их конструкцию входит две и более

вторичных обмоток, к которым подключаются защитные устройства, измерительные средства и приборы учета.

Трансформаторы тока на ПС “Коболдо”: ТФЗМ 220Б-III У1 – 3 шт.; ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1 – 3 шт. ИМВ 123 - 9 шт.; ТФЗМ-35 АУ1 – 6 шт. ТМГ-35 - 6 шт.

Релейная защита подстанции. Назначение релейной защиты заключено в быстром отключении поврежденного участка энергосистемы для обеспечения сохранности довольно дорогостоящего оборудования. Ведь если вовремя не ликвидировать короткое замыкание, то возможно повреждение и даже разрушение оборудования стоимостью десятки миллионов рублей.

Требования к релейной защите:

Итак, к релейной защите предъявляется четыре главных требования, а именно (по ПУЭ):

1. Селективность. Это значит, что при КЗ защита должна отключить только поврежденный участок, а остальные части системы обязаны продолжать свою работу.

2. Надежность. Это означает, что защита должна выполнять свои охраняющие функции в течении всего периода эксплуатации и при любых внешних условиях.

3. Быстродействие. Это так же крайне важное требование, ведь от скорости отключения поврежденного элемента или участка сети зависит устойчивость всей системы в целом. И чем быстрее отключится оборудование, тем меньше повреждений будет нанесено ему.

4. Чувствительность. Защита должна реагировать на любые отклонения от нормального режима даже при минимальном превышении заданных параметров, при этом нижний порог срабатывания элементов защиты выставляется уставками.

Релейная защита на подстанции:

Релейная защита на присоединении трехобмоточных трансформаторах: ДЗТ, газовая защита, МТЗ-110, ЗП-110, МТЗ-35, ЗП-35, МТЗ-10, ЗП-10;

Релейная защита на присоединении шин 110кВ : ДЗШ-110, УРОВ-110;

Выше приведены основные оборудования, релейные защиты и типы распределительных устройств.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Общие положения

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

2.1 Расчет параметров схемы замещения

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно уметь определять ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно; при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ T_a .

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Исходные данные:

Токи КЗ – шины 110 кВ $I^{(3)} = 0,6$ кА;

Параметры элементов:

Трансформатор ТДТН 25000/110-У1

– $U_{кв-с} = 10,5\%$, $U_{кв-н} = 17,5\%$, $U_{кс-н} = 6,5\%$;

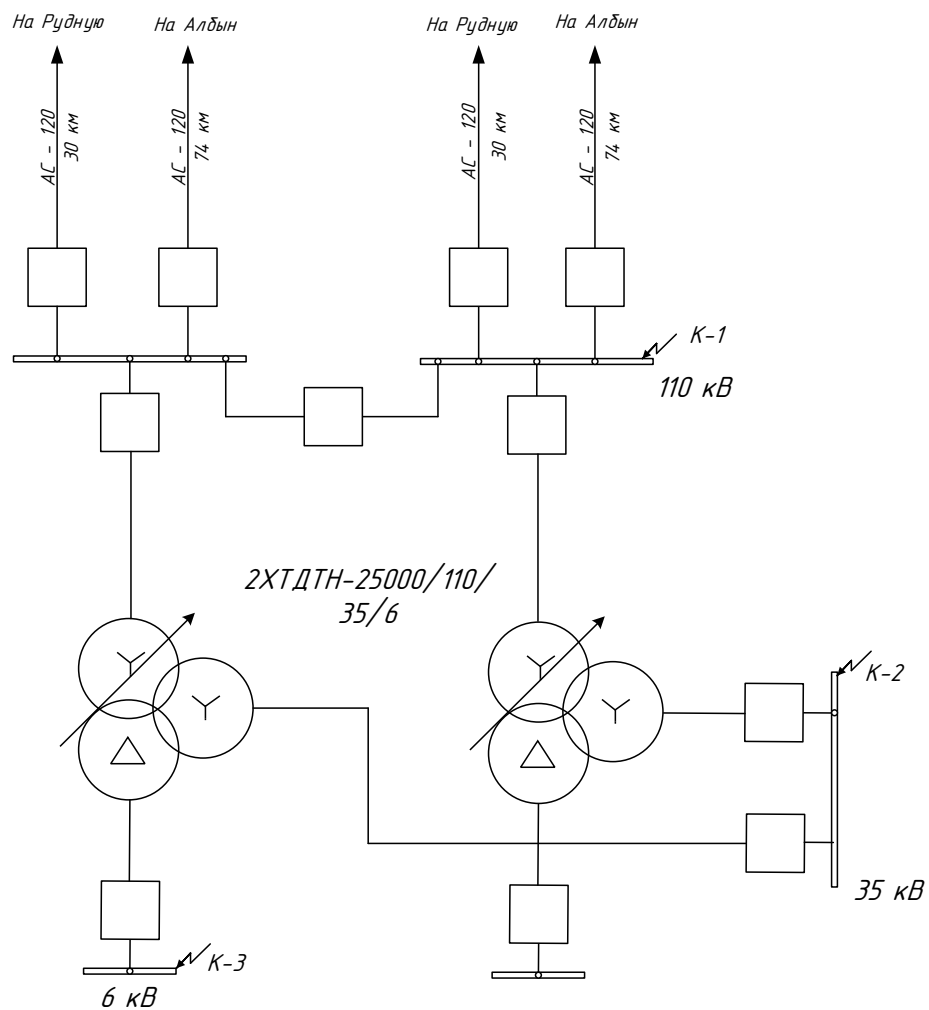


Рисунок 1 – Исходная схема сети

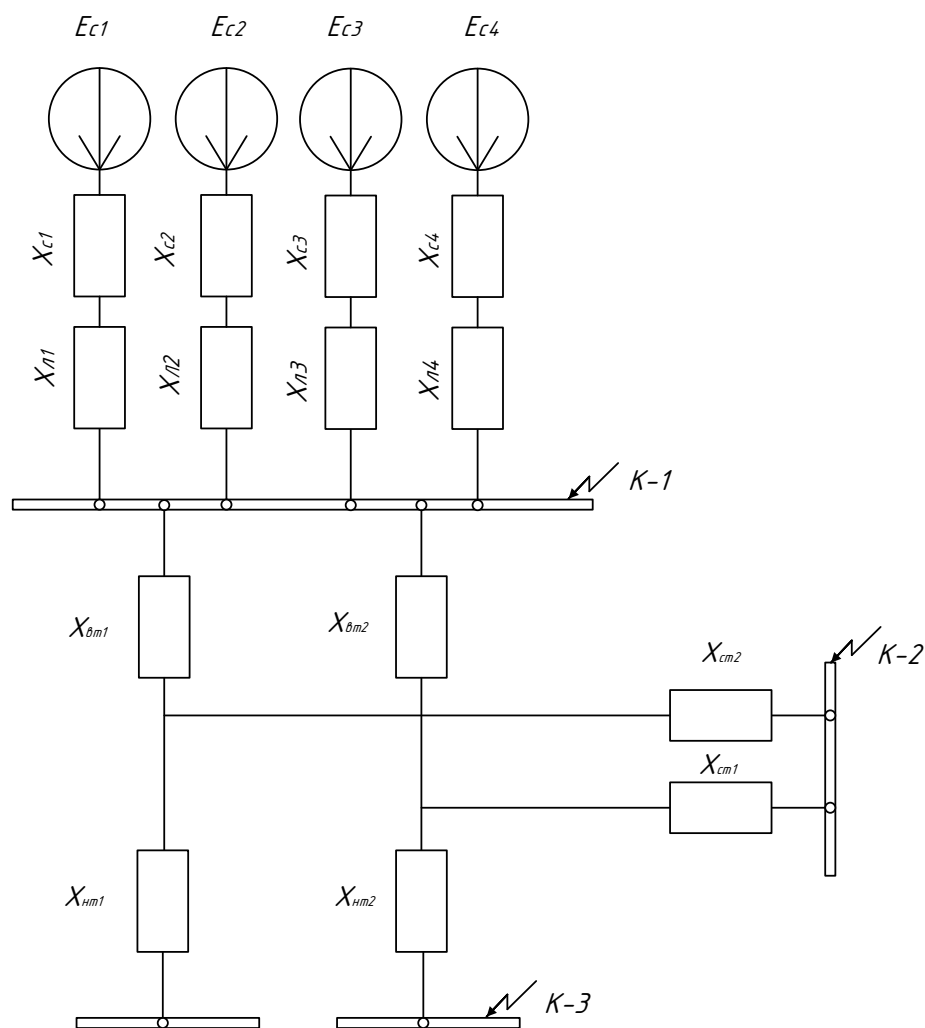


Рисунок 2 – Схема замещения

Расчет производим в относительных единицах.

Сопротивление элементов схемы приведем к базовой мощности $S_b=100$ МВА

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ($E_c=1$)

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_K} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot I_{кз}}, \quad (1)$$

где S_b – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ – ток к.з. на шинах, кА

$$X_c = \frac{100}{114,315} = 0,875$$

Линия:

$$X_{л*} = X_o \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_{cp}^2} \quad (2)$$

где X_o - сопротивление линии , Ом/км;

L - длина линии, км;

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Рассчитаем сопротивление линии для каждого присоединения к ПС «Коболдо»

Линия ПС «Коболдо» - ПС «Албын»

$$X_{л.а} = 0,42 \times 74 \times \frac{100}{115^2} = 0,235$$

Линия ПС «Коболдо» - ПС «Рудная»

$$X_{л.р} = 0,42 \times 30 \times \frac{100}{115^2} = 0,095$$

Сопротивления трансформатора:

Напряжение КЗ для каждой стороны тр-ра находим по формулам:

$$U_{KB} = 0,5 * (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = 10,75 \quad (3)$$

$$U_{KC} = 0,5 * (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) = 0, \quad (4)$$

$$U_{KH} = 0,5 * (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) = 6,75, \quad (5)$$

Сопротивления тр-ров опр. По формулам:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.ном.}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43, \quad (6)$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.ном.}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0, \quad (7)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{т.ном.}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27, \quad (8)$$

Эквивалентуем схему и находим сопротивление для тока периодической последовательности на (рис 2).

Для К1

$$X1 = Xc + Xл.т = 0,709 + 1,323 = 2,032 \text{ Ом} \quad (9)$$

$$X2 = Xc + \frac{Xл.эт}{2} = 0,709 + \frac{1,01}{2} = 1,214 \text{ Ом} \quad (10)$$

$$X3 = Xc + \frac{(Xc + Xл.нов) \times (Xc + Xл.ул)}{Xc + Xл.нов + Xc + Xл.ул} = 0,709 + \frac{(1,483) \times (0,763)}{2,246} = 1,213 \text{ Ом} \quad (11)$$

$$X4 = Xн + Xл.р = 0,248 + 1,378 = 1,627 \text{ Ом} \quad (12)$$

$$X^*1 = \frac{X1 \times X2}{X1 + X2} = \frac{2,032 \times 1,214}{2,032 + 1,214} = 0,76 \text{ Ом} \quad (13)$$

$$X''_1 = \frac{X_1 \times X_3}{X_1 + X_3} = \frac{0,76 \times 1,213}{0,76 + 1,213} = 0,467 \text{ Ом} \quad (14)$$

2.3 Расчет токов КЗ

Находим базисные токи:

$$I_{б_{220}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 220} = 2,51 \text{ кА} \quad (15)$$

$$I_{б_{110}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{сн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 110} = 5,02 \text{ кА} \quad (16)$$

$$I_{б_{35}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{сн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 35} = 16,49 \text{ кА} \quad (17)$$

$$I_{б_{10}} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10} = 52,486 \text{ кА} \quad (18)$$

Определение начального значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{П01.220} = \frac{E}{X''_1} \times I_{б_{220}} = \frac{1}{0,467} \times 2,51 = 3,4 \text{ кА} \quad (19)$$

$$I_{П02.220} = \frac{E_H}{X_4} \times I_{б_{220}} = \frac{0,85}{1,627} \times 2,51 = 4,3 \text{ кА} \quad (20)$$

$$I_{П0220} = I_{П01.220} + I_{П02.220} = 5,372 + 1,312 = 18,4 \text{ кА} \quad (21)$$

где: E – ЭДС источника, отн. ед.; X''_1 – результирующее относительное сопротивление цепи КЗ, приведенное к базовым условиям;

Ударный ток определяется как:

$$i_y = \sqrt{2} \times k_y \times I_{\text{П0220}}; \quad (22)$$

$$i_y = \sqrt{2} \times 1,6 \times 6,684 = 15,123 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываем для остальных точек

Таблица 2 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{nO(3)} = I_{nb}$ кА	Ta, c	Ky	$Iy, кА$
<i>K1 (110 кВ)</i>	3,4	0,03	1,716	8,3
<i>K2 (35 кВ)</i>	4,3	0,02	1,62	9,8
<i>K3 (6 кВ)</i>	18,4	0,05	1,82	47,4

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Общие положения

Проектирование подстанций с высшим напряжением 35—330 кВ, к которым относятся главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, опорные и другие подстанции, осуществляется на основе технических условий, определяемых схемами развития энергосистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, схемами внешнего электроснабжения предприятия, присоединением к подстанции энергосистемы или к ВЛ, схемами организации электроремонта, проектами системной автоматики и релейной защиты.

В качестве исходных данных необходимо знать район размещения подстанции и загрязненность атмосферы; значение и рост нагрузки по годам с указанием их распределения по напряжениям; значение питающего напряжения; уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции, необходимость наличия дополнительных регулирующих устройств; режимы заземления нейтралей трансформаторов; значение емкостных токов в сетях 10(6) кВ; расчетные значения токов короткого замыкания; требующуюся надежность и технологические особенности потребителей и отдельных электроприемников.

3.2 Выбор выключателей

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (23)$$

- по длительному току

$$I_{\max} \leq I_{ном} \quad (24)$$

где I_{\max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (25)$$

$$I_{p.\max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131A$$

Проверяется:

- по отключающей способности
- по термической устойчивости

На ОРУ 110 кВ в ячейках линий ВЛ-110 Албын 1,2; Февральск 1,2 и в ячейке секционного выключателя установлены элегазовые выключатели ЗАР1DT-110 со встроенным пружинным приводом и встроенными трансформаторами тока. Принимаем эту же марку выключателя в ячейках ВЛ-110 Рудная 1,2 и в ячейке обходного выключателя. Выключатель в ячейке трансформатора также заменяем на ЗАР1DT-110 со встроенным пружинным приводом.

Расчётное значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{\text{НО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (26)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з.; $T_a=0,03$ с.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}} \quad (27)$$

$$t_{откл} = 2,5 + 0,055 = 2,6$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

$$B_K = 3,4^2 \cdot (2,6 + 0,03) = 30,4 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \quad (28)$$

Допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном}}{100} \quad (29)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 63}{100} = 35,64 \text{ кА}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.r} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{\frac{r}{T_a}} \cdot I_{p.max} \quad (30)$$

$$i_{a.r} = \sqrt{2} \cdot 3,14 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} \cdot 131 = 451,34 \text{ А}$$

Проверка выключателя по тепловому импульсу тока к. з. на термическую стойкость :

$$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (31)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 3 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ЗАР1DT-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{PMAH} = 131 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,4 \text{ кА}$	$B_K \leq I^2 T \cdot t_T$
$i_{АНОРМ} = 18,1 \text{ кА}$	$I_{ат} = 0,45 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_K = 30,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном} \quad B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Таблица 4 – Сравнение расчётных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	ВЛ-110 кВ Рудная 1,2	Ячейка обходного выкл-ля	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	U_p	110	110	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	I_{PMAH}	250	131	$I_p \leq I_H$
$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{ПО}$	1,1	3,4	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд}$	2,5	8,3	$I_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО}$	1,1	3,4	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{АНОРМ} = 18,1 \text{ кА}$	$I_{ат}$	0,45	0,45	$I_{a.t.} \leq i_{a.ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	B_K	3,1	8,3	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

По данным сравнения выключатель ЗАР1DT-110-40/2500 У1 со встроенным пружинным приводом удовлетворяет всем условиям.

При выборе разъединителей проверка на отключающую способность не производится.

Таблица 5 – Сравнение расчётных и каталожных данных разъединителя РГП-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 131 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}^2$	$B_K = 2,66 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

На ОРУ 110 кВ принимаю разъединители марки РГП-110/2000 УХЛ1.

3.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, используемых для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{эд} \cdot I_{ном} \quad (32)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m \quad (33)$$

где K_t – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_t – время термической стойкости;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (34)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная нагрузка трансформатора тока.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2=r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r \quad (35)$$

Для выбора трансформатора тока необходимо определить число и тип измерительных приборов и иметь данные о длине соединительных проводов. По ПУЭ их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм².

На ОРУ 110 кВ устанавливаю цифровой мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96.

DMTME-96: Измерительный прибор DMTME объединяет (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности. Трёхфазный мультиметр с четырьмя дисплеями используется для измерения основных электрических величин с

отображением максимальных, минимальных и средних значений. Мультиметр имеет два выхода, с которых можно или снимать импульсы, пропорциональные потреблению активной и реактивной энергии, или использовать для активации сигнала тревоги при измерении сетевых параметров. Прибор может быть использован для хранения данных по уровню потребления электрической энергии.

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ВА} \quad (36)$$

Выбираю марку трансформатора тока ТРГ– 110.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (37)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая прибором DMTME - I - 485 – 96;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0.24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (38)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (39)$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (40)$$

где L – длина соединительных проводов (L = 100 м); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 6.

ρ - удельное сопротивление (для меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$).

$$S = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,36} = 4,86 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 6 мм².

Таблица 6 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

U _н , кВ	L, м
6-10	5-6
35	60-80
110	75-100

Сопротивление проводов:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (41)$$

$$r_{np} = \frac{100 \cdot 0,0175}{6} = 0,29$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{np} = 0,29 + 0,24 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТРГ-110

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 300 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{p.max} = 131 \text{ А}$ Коэффициент трансформации 300/5	$I_P \leq I_H$
$Z_{НОМ} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{HP} \leq Z_H$
$I_{мер}^2 * I_{мер} = 1600 \text{ кА} * \text{с}$	$B_K = 2,66 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 * I_{мер}$
$I_{дин} = 0 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатор тока ТРГ – 110-40/300 удовлетворяет всем условиям.

3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (42)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Трансформаторы напряжения служат для преобразования высокого напряжения в низкое стандартных значений, используемое для питания измерительных приборов и различных реле управления, защиты и автоматики. Они, также как и трансформаторы тока, изолируют измерительные приборы и реле от высокого напряжения, обеспечивая безопасность их обслуживания.

Должно соблюдаться условие:

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{ДОП}} \quad (43)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности установленных измерительных приборов:

Таблица 8 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 110 кВ

	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого
Вольтметр	1	1	1	3
Частотометр	1	1	1	3
DMTME-96	6	6	6	6

$$S_{2\text{сум}}=78 \text{ ВА.}$$

На ОРУ 110 кВ установлен трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ 1.

Таблица 9 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока НАМИ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=110\text{кВ}$	$U_P=110\text{кВ}$	$U_P \leq U_H$
$S_H=150\text{ВА}$	$S_P = 78 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

3.5 Выбор шинных конструкций

3.5.1 Общие положения

Выбор жестких шин:

Выбор сечения сборных шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (44)$$

где I_{\max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения /6,10/, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (45)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_K - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

3.5.2 Выбор гибких шин 110 кВ:

- проверка сечения на нагрев производится по допустимому току;

- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

Выбор гибких шин на ОРУ 110 кВ.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (46)$$

$$I_{\max} = \frac{113}{\sqrt{3} \cdot 110} = 593 \text{ A}$$

Принимаем провод АС-240/39 со следующими характеристиками:

$q=240\text{мм}^2$, $I_{\text{доп}}=610\text{A}$, $d=21.6\text{мм}$.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (47)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (48)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,08}} = 14,8 \text{ кВ / см}$$

Провода не будут коронировать если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (49)$$

$$1,07 \cdot 14,8 = 15,84 \leq 0,9 \cdot 32 = 28,8$$

Минимальное сечение:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (50)$$

$$q \geq \frac{\sqrt{30,4}}{70} = 79 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q_{\text{табл}} \quad (51)$$

3.5.3 Выбор и проверка жестких шин на 6 и 35 кВ

В закрытых РУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Сборные шины и ошиновка 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Ток продолжительного режима:

$$I_{норм} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (52)$$

$$I_{норм} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 A$$

$$I_{p.маx} = 1,35 \cdot I_{норм} \quad (53)$$

$$I_{p.маx} = 1,35 \cdot 2406 = 3,25 кА$$

Принимаю шины прямоугольного сечения алюминиевые 2х(100х8) мм;
S=800мм², I_{ном}=1625 А

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 0,94 \cdot 3250 = 3055 A$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{ПО}=18,4 кА, T_a=0,05, i_{уд}=47,4 кА$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (54)$$

$$B_K = 18,4^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 374,1 кА \cdot c^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (55)$$

$$q = \frac{\sqrt{374,1}}{91} = 213 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < S \quad (56)$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления

$$W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} \quad (57)$$

где $l = 2 \text{ м}$;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{47,4^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 1,48 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}$$

Таким образом, шины механически прочны.

Выбор жёстких шин 35 кВ.

Ток продолжительного режима:

$$I_{норм} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (58)$$

$$I_{норм} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 A$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot I_{норм} \quad (59)$$

$$I_{p.max} = 1,35 \cdot 412 = 556,2 \text{ кА}$$

Принимаю шины алюминиевые круглого сечения диаметром 20 мм,
 $I_{ном}=650A$.

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим:

$$I_{дон} = 0,94 \cdot 650 = 611 A$$

Проверка по термической стойкости:

$I_{по}=4,3 \text{ кА}$, $T_a=0,02$, $i_{уд}=9,8 \text{ кА}$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (60)$$

$$B_K = 4,3^2 \cdot (2,055 + 0,02) = 38,92 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (61)$$

$$q = \frac{\sqrt{38,92}}{91} = 69 \text{ мм}^2$$

$$S = \pi \cdot r^2 \quad (62)$$

$$S = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2$$

$$q_{min} < S$$

Шины термически стойкие.

3.5.4 Выбор изоляторов

Изолятор 110 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ИОС – 110 – 400 У1, Fразр = 4000Н.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{y0} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (63)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{8300^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 111,6 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 111,6 = 167,4 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (64)$$

$$F_{из} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (65)$$

Изолятор 35 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ИОС – 35 – 1000 У1, Гразр =10000Н.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (66)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{9800^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 155,6H$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 155,6 = 233,4H$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (67)$$

$$F_{из} = 0,6 \cdot 10000 = 6000H$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (68)$$

Изолятор 6 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 У3, Гразр =20000Н,
Низ = 134 мм.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (69)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{47430^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 911H$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 911 = 1366,5H$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{раз} \tag{70}$$

$$F_{из} = 0,6 \cdot 20000 = 12000H$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \tag{71}$$

3.6 Выбор ОПН

ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Основными характеристиками ОПН являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей нужно знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{нр} = 1,05 \cdot U_{ном.сети} \tag{71}$$

$$U_{нр} = 1,05 \cdot 110 = 115,5кВ$$

Время действия релейной защиты составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого

напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительно допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{рнр} = \frac{U_{нр}}{K_B} \quad (72)$$

$$U_{рнр} = \frac{115,5}{1,52} = 76 \text{кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-110/77.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (73)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 187$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 470$ Ом /5, с. 201/;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (74)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

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

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,675 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (75)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Тогда поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 187}{470} \right) \cdot 187 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 680 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (76)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{680}{110} = 6,18 \text{ кДж}$$

Окончательно выбираю ОПН – 110/77/10 удельной энергоемкостью 10 кДж/кВ.

Выбор ОПН для РУ 35 и 6 кВ выполняется аналогично.

ОПН-35 кВ:

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 187}{470} \right) \cdot 187 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 680 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{680}{110} = 6,18 \text{ кДж}$$

Принимаем к установке ОПН-35-40,5/10 удельной энергоёмкостью 10 кДж/кВ.

ОПН-6 кВ:

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 187}{470} \right) \cdot 187 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 680 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{43,5}{6} = 7,25 \text{ кДж}$$

Принимаю к установке ОПН-6/7,6 удельной энергоёмкостью 7,6 кДж/кВ.

3.7 Выбор КРУ 6, 35 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со

встроенными в них аппаратами, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

КРУ безопасно в обслуживании, так как все находящиеся под напряжением части закрыты металлическим кожухом.

3.7.1 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ

На напряжение 35 кВ принимаю к установке КРУ серии К-130.

КРУ серии К-130 предназначено для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ. КРУ серии К-130 состоит из отдельных шкафов, которые собираются на объекте в секции распределительного устройства.

В таблице 10 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 130.

Таблица 10 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 130 У1

Параметры	Значения
	35
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВГТ-УЭТМ-35-50/3150УХЛ
Тип привода к выключателю	Пружинно-моторный
Трансформатор тока	ТОЛ-35
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35; НАМИ-35
Ограничители перенапряжения	ОПН-35 У3
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1200
Глубина	2165
Высота	2590

Проверка выключателя на КРУ 35 кВ

Максимальный рабочий ток:

$$I_{p.\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (77)$$

$$I_{p.\max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 A$$

Время отключения:

$$t_{отк} = t_{pз} + t_{ов} \quad (78)$$

$$t_{отк} = 2 + 0,055 = 2,055 c$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{пО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (79)$$

$$B_K = 4,3^2 \cdot (2,055 + 0,02) = 38,92 кА \cdot c^2$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot I_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 кА \cdot c^2 \quad (80)$$

Таблица 11 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ВБ4-П-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>ВЛ-35 кВ Огоджа 1,2</i>	<i>ВЛ-35 кВ Златоустовск, Токур</i>	<i>Ячейка секционного в-ля</i>	<i>Условия выбора</i>
$U=35$	$U_p, кВ$	35	35	35	$U_p \leq U_n$
$I=3150$	$I_p.max$	128	135	412	$I_p \leq I_n$
$I=31.5$	$I_{по}, кА$	4,7	3,03	38,92	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i=31.5$	$i_{уд}, кА$	3,4	2,7	9,7	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I=31.5$	$I_{по}, кА$	1,5	1,2	4,3	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$i_{a.норм}$	$I_{a.t}, кА$				$I_{a.t} \leq i_{a.норм}$
$I_{мер}^2 * t_{мер} = 1600 кАс^2$	$Вк, кАс^2$	3,4	9,7	9,7	$Вк \leq I_{мер}^2 * t_{мер}$

По данным сравнения выключатель марки ВБ4-П-35-31,5/1600У3 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 12 – Сравнение расчётных и каталожных данных разъединителя РГП-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=35 кВ$	$U_p=35 кВ$	$U_p \leq U_n$
$I_n=1000 А$	$I_p.max=412 А$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин}=50 кА$	$I=9,8 кА$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 * t_{мер} = 1200 кА * с^2$	$Вк=38,92 кА2с$	$Вк \leq I_{мер}^2 * t_{мер}$

На КРУ 35 кВ принимаю разъединители марки РГП-35/1000 УХЛ1

Проверка ТТ 35

Выбор аналогичен выбору трансформаторов тока на напряжение 110 кВ.

Для измерений и учета электрической энергии на стороне 35 кВ принимаю амперметр, счётчики активной и реактивной энергии.

Таблица 13 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 35 кВ

<i>Прибор</i>	<i>Фаза А, ВА</i>	<i>Фаза В, ВА</i>	<i>Фаза С, ВА</i>
<i>Амперметр</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>
<i>ваттметр</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>варметр</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
<i>Счетчик АЭ и РЭ</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>
<i>Итого</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>6</i>

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (81)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (82)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (83)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,92 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0,92 - 0,24 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}} \quad (84)$$

$$S = 0,0175 \cdot \frac{80}{0,58} = 2,4 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4 мм². Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (85)$$

$$r_{np} = \frac{80 \cdot 0,0175}{4} = 0,35 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,35 + 0,24 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 12.

Таблица 14 – сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТОЛ-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=35$	$U_p=35$	$U_p \leq U_n$
$I_n=1000$	$I_{p.max}=412$	$I_p \leq I_n$
$Z_{ном}=0.9$	$Z_{нагр}=0.89$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{мер}^2 * t_{мер} = 1600$	$B_k=4.62$	$B_k \leq I_{мер}^2 * t_{мер}$
$I_{дин}=40$	$I_{уд}=9.8$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатор тока ТОЛ – 35-40/1000 удовлетворяет всем условиям.

Проверка ТН на 35 кВ

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ 35 – УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

Таблица 15 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 35кВ

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого	Суммарная мощность
Вольтметр	1	1	1	3	4х3
Частотомер	1	1	1	3	2х3
Ваттметр	1	1	1	3	2х3
Варметр	1	1	1	3	2х3
Счетчик	2	2	2	6	7х6

$$S_{2\text{сум}}=72 \text{ ВА} \quad (86)$$

Таблица 16 – Сопоставление расчётных и каталожных данных трансформатора напряжения НАМИ-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=35 \text{ кВ}$	$U_p=35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n= 30 \text{ ВА}$	$S_p=72 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.7.2 Выбор КРУ на напряжение 6 кВ

На напряжение 6 кВ принимаю к установке КРУ серии К – 105 с выключателями ВВЭ – М – 10 – 31,5/3150У3 на большие отключаемые токи КЗ.

КРУ серии К – 105 имеет:

- грозоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;

– автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

КРУ серии К-105 рассчитаны на применение вакуумных и элегазовых высоковольтных выключателей данного напряжения.

КРУ безопасны в работе:

– имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;

– предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных заземляющих разъединителей.

В таблице 17 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 105.

Таблица 17 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 105 У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	3150
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВВЭ-М-10-31,5/3150 У3
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа	750/3100/2725
Трансформатор тока	ТОЛ-6,10
Трансформатор Напряжения	ЗНОЛ-6,10; НТМИ-6,10
Ограничители перенапряжения	ОПН-6,10 У3
Параметры	Значения
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1125
Глубина	1500
Высота	2340

Проверка выключателя на КРУ 6 кВ.

$$I_{p,\max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ A} \quad (87)$$

Расчётные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_K = 4,3^2 \cdot (2,055 + 0,02) = 38,92 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \quad (88)$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot I_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2 \quad (89)$$

Таблица 18 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ВВЭ-М-10

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{P,\text{MAX}} = 2406 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 18,4 \text{ кА}$	$B_K \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{а.ном}} = 60 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} = 51,25 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кАс}^2$	$B_K = 84,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

По данным сравнения выключатель марки ВВЭ-М-10-31,5/2500 У3 удовлетворяет всем условиям.

Проверка трансформатора тока 6 кВ.

Для измерений и учета электрической энергии на стороне 6 кВ принимаем амперметр, счётчики активной и реактивной мощности.

Таблица 19 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 10 кВ

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр СА3020	2	2	2
ваттметрСР3020	1	1	1
Варметр СР3020	1	1	1
Счетчик меркурий 230AR-03R	2	2	2
Итого	6	6	6

Общее сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (90)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (91)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (92)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = 0,0175 \cdot \frac{6}{0,36} = 0,29 \text{ мм}^2 \quad (93)$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4 мм². Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{6 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,042 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,042 + 0,24 + 0,1 = 0,382 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 9.

Таблица 20 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТОЛ-10

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U=10\text{кВ}$	U	$U_p \leq U_n$
$I=3000$	I	$I_p \leq I_n$
$Z=0.462$	$Z=0.38$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{тер}^2 I=1400$	$B=84.64$	$B_k \leq I_{тер}^2 * t_{тер}$
$I=80$	$I=47.3$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатора тока ТОЛ - СЭЩ– 10 удовлетворяет всем условиям.

Проверка трансформаторов напряжения на 6 кВ

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности установленных измерительных приборов:

Таблица 21 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого	Суммарная мощность
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3	4х3
Частотомер СС3020	1	1	1	3	2х3
Ваттметр СР3020	1	1	1	3	2х3
Варметр СР3020	1	1	1	3	2х3

$$S_{2\text{сум}}=72 \text{ ВА}$$

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных трансформатора напряжения НАМИ-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U=10 \text{ кВ}$	$U=10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S=150 \text{ кВ}$	$S=78 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Трансформатор напряжения НТМИ – 10 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

3.8 Выбор ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В получающей питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается исходя из нагрузок собственных нужд.

Таблица 23 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт х n	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охлаждение	10,3х2	20,6	0,85	20,6	12,8
Подогрев	20,4х10	204	1	204	-
Отопление и освещение	-	100	1	100	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				380,6	12,8

4 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

В процессе эксплуатации электрооборудования, установленного на станциях и подстанциях возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего. Это внутренние и грозовые перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, находящуюся под напряжением, или вблизи нее в землю являются причиной грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения представляют собой статистическую величину, поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются чаще всего несколькими (более двух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы применяются для защиты шинных мостов и гибких связей, имеющих большую протяженность.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [18].

При установке на открытых распределительных устройствах отдельно стоящих молниеотводов требуется соблюдение безопасных расстояний по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

4.1 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки должен быть расположен с учётом выхода за пределы оборудования по 1,5 м (чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя).

Площадь заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 0,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (94)$$

$$S = (92 + 2 \cdot 0,5) \cdot (92 + 2 \cdot 1,5) = 9025 \text{ м}^2$$

Принимаю диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм}$$

Проверку выбранного сечения проводника производится по условиям:

Механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (95)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2$$

Термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (96)$$

$$\text{где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln_2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$$

$T=240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,04 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2 \quad (97)$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2 \quad (98)$$

$F_{M.П.} = 314,16 > F_{\min} = 259,94 \text{ мм}^2$, то принимаем $d=20 \text{ мм}$.

Принимаю расстояние между полосами сетки $l_{П-П} = 6 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_r = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (99)$$

$$L_r = \frac{2 \cdot 9025}{6} = 3008 \text{ м}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{3008}{2 \cdot \sqrt{9025}} - 1 = 14,8$$

Принимаем: $m=15$.

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (100)$$

$$a = \frac{\sqrt{9025}}{15} = 6,3 \text{ м}$$

При этом должно соблюдаться условие

$$1,25 \leq a \leq 40 \quad (101)$$

$$1,25 \leq 6,3 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \text{ м} \quad (102)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{9025} \cdot (15+1) = 3040 \text{ м}$$

Определение количества вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B \quad (103)$$

$$a = (1,5 \div 5) = 7,5 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (104)$$

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{9025}}{7,5} = 50,7$$

Принимаю: $n_B = 51$.

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} \cdot \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (105)$$

Где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное сопротивление грунта

Глубина заложения заземлителей t поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\kappa} \quad (106)$$

где, ρ_1, ρ_2 - удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта,
Ом/м;

κ – коэффициент:

$$\kappa = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_g} \right) \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (107)$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_g} \right) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (108)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ расчёт коэффициента κ производится

по формуле:

$$\kappa = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Тогда сопротивление:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{50}{30}\right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{9025}} + \frac{1}{3040 + 51 \cdot 5} \right) = 14 \text{ Ом}$$

где A_{\min} – коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{9025}} = 0,05 \quad (109)$$

Принимаю $A_{\min}=0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (60 + 45)}} \quad (110)$$

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7208}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,86$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (111)$$

$$R_u = 0,14 \cdot 1,86 = 0,26$$

Условие $R_u \leq 0,5$ выполняется.

4.2 Расчёт молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от свойства молнии, поражать предметы, находящиеся на возвышенности относительно других предметов. Благодаря этому защищаемый объект, имеющий меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, практически не будет поражаться молнией, если будет соблюдаться условие, что его габариты полностью входят в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, считается часть пространства, находящаяся вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Такая зона имеет конусообразный вид.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах подстанций, прожекторных мачтах, на крышах зданий в селитебных зонах, а также на отдельно стоящих конструкциях, защиту которых нужно обеспечить.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений представляет собой определение границ зоны защиты молниеотводов, которая в геометрическом смысле является основанием конуса.

Защита ОРУ 110 кВ ПС Коболдо от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h=30,5\text{м}$, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (112)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 30,5;$$

$$h_{\text{эф}} = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \tag{113}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,5;$$

$$r_0 = 45,75 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \tag{114}$$

где $h_{\text{эф}}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45,75 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{28,06} \right);$$

$$r_x = 27,245 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как (м):

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (115)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле (м):

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (116)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами $L=32$ м.

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (32 - 30,5);$$

$$h_{cx} = 27,85 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = 45,75 \cdot \frac{27,85 - 11,35}{27,85};$$

$$r_{cx} = 27,105 \text{ м.}$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строится общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами, имеющими одинаковую высоту. На уровне земли территория ОРУ

полностью защищается от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты Подробный расчет приведён в Приложении Г.

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникнуть КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать КЗ между фазами и КЗ на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, такие как: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других элементов, связанных с ними; перегрузка, выделение из масла горючих газов, повышение температуры, понижение его уровня. В зависимости от опасности повреждения трансформатора, защита действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

5.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита выполнена на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше.

Таблица 24 – Поясняющая схема для трансформатора на ПС Коболдо

Марка Трансформатора	S, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{СН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

5.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита является резервной для трансформатора. Она полностью защищает трансформатор от повреждений. МТЗ является защитой от токов внешних коротких замыканий. При трехстороннем питании защита установка МТЗ осуществляется со всех трех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{C3.MT3} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX} \quad (117)$$

где $K_{НАД}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,8;

$K_{САМ.З}$ – коэффициент самозапуска двигателей, принимается равным 2;

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{C32} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3.MT3}}{k_T} \quad (118)$$

где k_{CX} – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

Чувствительность максимальной токовой защиты проверяется по минимальному току короткого замыкания за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{Ч.MT3} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{C3.MT3}} \quad (119)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаяем $t_{л.наиб} = 1,5$ с):

$$t_{сз.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t, \quad (120)$$

Расчет для других сторон трансформатора производится соответственно алгоритму, представленному выше.

5.3 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита это основная защитой трансформаторов от повреждений в обмотках, а также на вводах трансформатора и на ошиновках. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах силового трансформатора является зоной защиты. Все объекты, которые находятся внутри зоны защиты, охватываются дифференциальной защитой.

Дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия, находящуюся между измерительными трансформаторами тока, поэтому она используется для быстрого отключения трансформатора, обеспечивая тем самым селективность, отключая только неисправный аппарат, а также объекты, попадающие в область, защита которой обеспечивается с помощью ДЗТ.

Для расчета уставок ДЗТ на микропроцессорной базе необходимо рассчитать рабочие вторичные токи трансформаторов тока.

На подстанции были выбраны ранее следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТОГФ-220-УХЛ1, на стороне СН – ТРГ-35-УХЛ, на стороне НН – ТЛМ-10.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (121)$$

где $I_{ТТ1}$ – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$ – вторичный ток трансформатора тока, А.

Рабочие вторичные токи трансформаторов тока:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (122)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса. Для расчета необходимо рассчитать ток небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определим по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (123)$$

где $K''_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс,

$$K''_{ПЕР} = 2,5;$$

ε - полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ*} = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{ВЫР*} = 0,02.$$

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min*}$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias*} = 1,25$.

$$I_{d.min*} \geq I_{bias*} \cdot K_{ОТС} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}), \quad (124)$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{ОТС} = 1,1$;

$K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{ПЕР} = 1,5$

Далее для расчета уставок МТЗ необходимо произвести выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Правильность установки тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 38.

Таблица 25 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через $I_{Т.расч}^*$ по формуле:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{т.расч}^*} \leq K_{Т1} ; \quad (125)$$

5.4 Защита от перегрузок

На трёхобмоточных трансформаторах перегрузочная защита должна устанавливаться таким образом, чтобы она, во-первых реагировала на перегрузку любой из трёх обмоток и, во-вторых, обеспечивала защиту при работе трансформатора в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Руководствуясь этими соображениями, на трёхобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и односторонним питанием перегрузочную защиту устанавливают только на питающей обмотке. При неравной мощности обмоток защита устанавливается на всех трёх обмотках.

Учитывая, что обмотки трансформатора имеют одинаковую мощность, защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 220 кВ трансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по формуле:

$$I_{с,з} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном}, \quad (126)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент надёжности отстройки, $k_{отс} = 1,05$.

5.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в масле при повреждениях в баке трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого, действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (KSG), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа РГТ-80. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак

трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа РГТ-80.

5.6 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов

срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003с.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ}$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot 131 = 6,55 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации при отказе выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени. Также необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса определяются в соответствии с выражением:

$$T_{CP.УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП}$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного

реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,08$;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{\text{НОМ}}$ до нуля не более $0,03$ с; $t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} = 0,03$;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным $0,1$ с.

$$T_{\text{СР.УРОВ}} = 0,21 \text{ с.}$$

Выбор действия УРОВ на себя.

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения. Это позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при исправном состоянии выключателя и нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения. Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН. В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от $0,01$ до $0,60$ с шагом $0,01$. По умолчанию принимается минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.на.себя}} = 0,1 \text{ с.}$$

6 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

6.1 Требования безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании.

6.1.1 Санитарно-гигиеническое и экологическое обеспечение безопасной эксплуатации КРУЭ

В сферу санитарно-гигиенических задач входит обеспечение безопасных условий работы персонала в течение всего рабочего времени и обеспечение безопасного проживания населения за пределами санитарной зоны предприятия.

Требования к санитарно-гигиеническому обеспечению подстанций с КРУЭ применяются в соответствии с ГОСТ 12.1.005 в части:

- санитарных норм чистоты воздуха в рабочих помещениях (ПДК р з);
- правил безопасной работы, санитарных норм чистоты воздуха в населенных местах (ПДК м.р);

• технических данных оборудования и строительной конструкции (помещения); СанПиН 2.2.4.548-96, принятые Госкомсанэпиднадзором [8] в части:

- общих требований и показателей микроклимата;
- оптимальных и допустимых условий микроклимата;
- требований к организации контроля и методам измерения микроклимата (в том числе требования к измерительным приборам).

Основные правила безопасной работы с элегазом

Эксплуатация КРУЭ должна вестись с учетом физико-химических свойств элегаза (Приложение Д).

Завод-изготовитель на основе биологического контроля партии должен гарантировать отсутствие токсичных примесей. Элегаз поставляется в баллонах объемом 40 л в количестве до 41,6 кг в баллоне в жидком состоянии под давлением до 2,2 МПа (при 20 °С) и используется в качестве изолирующей и дугогасящей среды высоковольтных электротехнических

установок. Класс опасности 4 - по ГОСТ 12.1.007.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК р.3 = 5000 мг/м³

Элегаз обладает высокой термической устойчивостью. Диссоциация элегаза, приводящая к образованию вредных для здоровья человека веществ, начинается только при 1600 °С. В присутствии примесей в элегазе, конструкционных металлических и полимерных материалов его разложение может происходить при температуре от 200 °С. В результате действия дугового, искрового, тлеющего, коронного и частичных разрядов, а также под влиянием сварочных работ, работ с открытым пламенем элегаз разлагается с образованием низших фторидов серы, оксифторидов серы, фторидов и сульфидов металлов. Токсичные свойства продуктов разложения элегаза определяются как самими низшими фторидами, так и продуктами их гидролиза. Низшие фториды серы и продукты их гидролиза токсичны, обладают резким специфическим запахом и, в связи с этим, их наличие ощущается в концентрациях значительно более низких, чем опасные.

Персонал, ощутив характерный запах, должен покинуть помещение, в воздухе которого появились токсичные продукты, и принять меры по вентиляции помещения. Нормальная работа коммутационного элегазового аппарата приводит к образованию газообразных низших фторидов серы и твердых продуктов, выделяющихся в виде пыли. Контакт с элегазом и продуктами его разложения может возникнуть при заполнении оборудования, его обслуживании, при плановом или аварийном ремонте оборудования, при утилизации оборудования, а также в случае аварийного выброса продуктов разложения в помещение подстанции.

6.1.2 Хранение баллонов с элегазом

Хранение баллонов заполненных элегазом должно соответствовать

требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, принятым Госгортехнадзором РФ [7].

Баллоны следует хранить в отдельном от зала КРУЭ прохладном, сухом, хорошо проветриваемом помещении, вдали от воспламеняющихся или взрывчатых материалов.

Баллоны должны быть защищены от прямого солнечного света и температурных воздействий, установлены на чистом и ровном основании в вертикальном положении вентилем вверх и защищены от падения. Вентиль баллонов должен быть закрыт крышкой.

Баллоны должны иметь четкую маркировку с указанием содержания элегаза. Баллоны с товарным элегазом должны быть отделены от баллонов с использованным (бывшем в употреблении) элегазом.

Коэффициенту заполнения (от 1,04 до 1,2 кг/л), при максимальной емкости, соответствует прочность баллона при температуре не выше 90 °С. Меры безопасности при работе с чистым элегазом

В помещении, где производятся работы с элегазом и элегазовым оборудованием, должна быть установлена приточно-вытяжная вентиляция с забором воздуха из нижнего уровня.

Помещения, где возможно затопление элегазом, должны быть специально помечены плакатом, и вход в них должен быть ограничен.

За счет высокой плотности элегаз способен заполнять углубления, закрытые помещения, вытесняя из них воздух, создавая среду с пониженной концентрацией кислорода, непригодной для дыхания. Пребывание человека в среде с пониженной концентрацией кислорода (ниже 13 %) может привести к удушью и потере сознания без каких-либо тревожных симптомов.

Прежде чем приступить к работе в аппарате, траншее, кабельном канале или закрытом помещении, необходимо включить вентиляцию и убедиться, что там имеется среда, подходящая для дыхания. Методы определения пригодности воздуха для дыхания должны быть указаны в местных инструкциях. При необходимости выполнения работ в заполненном

элегазом в помещении или углублении следует пользоваться изолирующим противогазом. При организации работ в траншее, кабельном канале, колодцах и пр. необходимо присутствие наблюдающего, в поле зрения которого будут находиться все работающие.

При выбросе чистого элегаза немедленно должна быть включена аварийная вентиляция на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При выполнении каких-либо работ с элегазом (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

6.1.3 Меры безопасности при работе с элегазом, загрязненном продуктами разложения.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутации в первичных цепях КРУЭ происходит накопление вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию.

Работы по ликвидации последствий выброса продуктов разложения элегаза производятся после вентиляции производственного помещения с применением индивидуальных средств защиты (защитный костюм, перчатки, очки и респиратор). При влажной уборке дополнительно используются резиновые перчатки и сапоги.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим противогазом: если выброс элегаза в расчете

на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз. Ревизия коммутационных аппаратов осуществляется в ремонтной мастерской, оснащенной местной вентиляцией, позволяющей осуществить отсасывание газов из вскрытого аппарата. Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и откакумирован.

6.1.4 Техника безопасности при плановом ремонте

Плановый ремонт КРУЭ, как правило, осуществляется посредством замены элементов КРУЭ на резервные. Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть откакумирован с выхлопом в вентиляцию или за пределы помещения с барботажем через щелочной затвор (0,1 кг едкого натра или карбоната натрия на 10-12 л воды).

КРУЭ могут быть вскрыты по истечении 48 часов после последней коммутации. Вскрытый КРУЭ должен быть оставлен для проветривания до значительного ослабления запаха, но не более чем на сутки.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата должно производиться пылесосом с дополнительным бумажным фильтром. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

6.2 Экологичность проекта

Силовые трансформаторы являются одним из источников шума для производственных территорий и окружающего района.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена

магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Магнитострикция – это явление деформации кристаллической решетки магнитного материала при его намагничивании. В процессе возрастания индукции сначала происходит смещение границ кристаллов материала, а затем их вращение, что ведет к изменению линейных размеров стали. Магнитострикционное удлинение листа стали может достигать нескольких десятков микрон на один метр длины. При перемагничивании магнитной системы трансформаторов индукция в ней достигает максимума дважды за один период частоты переменного тока, что соответствует двукратному изменению длины листов стали магнитной системы. Это ведет к периодическим колебаниям магнитной системы на удвоенной частоте переменного электрического тока (вибрация с частотой 100 Гц при частоте сети 50 Гц).

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образующемся за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам, хотя на практике эта зависимость может значительно меняться под действием разного рода конструктивно-

технологических факторов. Уровень звуковой мощности трансформатора прямо пропорционален длине стержня магнитной системы и зависит от свойств электротехнической стали, распределения поперечных магнитных потоков в углах и над средним стержнем магнитной системы, а также от высших гармоник магнитострикции и магнитного потока на отдельных участках магнитной системы, что определяет известную приближенность расчета. При прочих равных условиях увеличение длины стержня вдвое повышает уровень звука на 6 дБ. Резонанс магнитной системы может увеличить уровень звука трансформатора на 5 дБ.

В дипломной работе рассматриваются два трансформатора мощностью 25 МВА, определим минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Вид системы охлаждения: трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)

Типовая мощность трансформатора: 25 МВА

Класс напряжения: 110кВ

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территории непосредственно прилегающие к жилым домам: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ

12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляции масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 25 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$): $L_{PA} = 95 \text{ дБА}$.

Если источник шумового загрязнения имеет показатель направленности равный 1 и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 9).

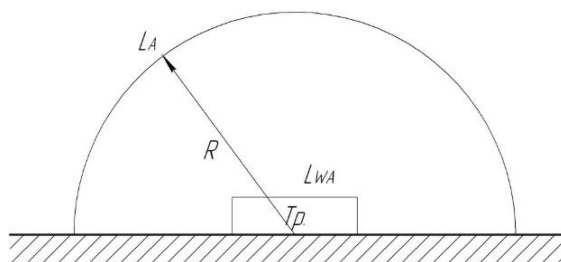


Рисунок 3 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (127)$$

где S - площадь поверхности полусферы, принимаем 1 м^2 ;

Тогда уровень шума можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (128)$$

где $S = \pi R^2$. (129)

На ПС Коболдо установлены 2 трансформатора мощностью 25МВА и они расположены относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 4. Расстояния R_1 и R_2 известны, так как подстанция уже находится в эксплуатации, а l - известно (из проекта).

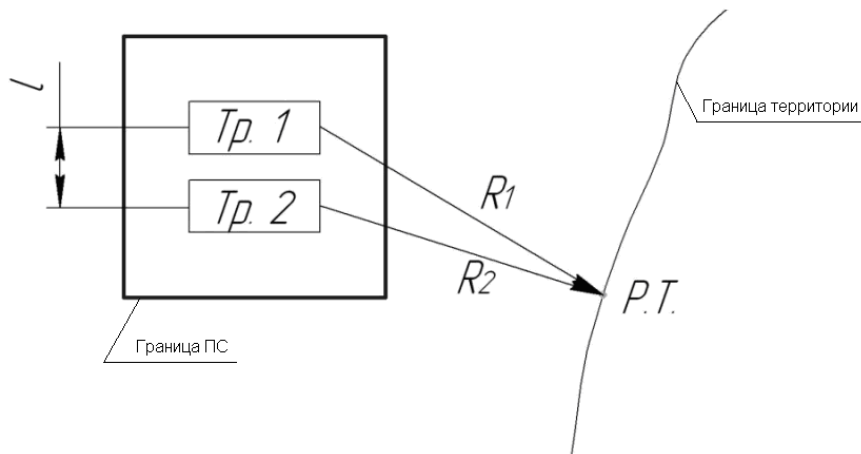


Рисунок 4 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Рассчитаем уровень шума, создаваемый трансформаторами во время работы по формуле (77):

$$L_{AT} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R^2}{S_0}, \quad (130)$$

где R – расстояние от трансформатора до жилой застройки.

Для первого трансформатора, дБ:

$$L_{AT1} = 95 - 10 \lg \frac{2\pi 280^2}{1}$$

$$L_{AT1} = 38,1.$$

Для второго трансформатора, дБ:

$$L_{AT2} = 95 - 10 \lg \frac{2\pi 289^2}{1}$$

$$L_{AT2} = 37,8.$$

Определим суммарный уровень шума в расчетной точке по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad \text{дБА.} \quad (131)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 38,1} + 10^{0,1 \cdot 37,8});$$

$$L_{A\Sigma} = 40,963 \quad \text{дБА.}$$

Для соблюдения санитарно-гигиенических требований создаваемого установленными трансформаторами требуется соответствие полученных результатов неравенству:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A}. \quad (132)$$

$$40,963 \leq 45.$$

Вывод: Уровень шума, создаваемого трансформаторами, установленными на ПС Коболдо, не превышает допустимый уровень звука на территориях, непосредственно прилегающих к жилым застройкам.

6.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К

ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [12]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Строительство энергетических объектов производится по государственным планам в объеме, соответствующем средствам, выделенным на развитие энергетики. Эффективное использование этих средств позволяет обеспечить высокие темпы электрификации страны. Поэтому при обосновании основных проектных технических решений большое внимание уделяется экономическим расчетам сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Экономическая оценка рассматриваемого варианта заключается в определении капитальных вложений и ежегодных издержек. Сравнение вариантов только по капитальным вложениям или по ежегодным издержкам не позволяет сделать вывод о наиболее эффективном варианте. Сопоставление вариантов производится на основе сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования. Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРм-2001)» – МДС 8137.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается). Стоимость монтажа оборудования принята в соответствии с «Федеральными единичными расценками на монтаж оборудования» 2001 г., сборник № 8 м «Электротехнические установки». Коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования установлены исходя из дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования:

7.1 Расчет капиталовложений на реконструкцию ПС

Демонтаж оборудования ПС – разборка оборудования со снятием его с места установки и (в необходимых случаях) консервацией с целью перемещения на другое место или с целью замены новым оборудованием в период реконструкции, расширения или технического перевооружения предприятий, зданий и сооружений. При этом разборка оборудования со снятием или без снятия с места установки для выполнения ремонта к демонтажу оборудования не относится. Затраты на демонтаж определяются в зависимости от характеристик оборудования, стоимости работ по его монтажу, а также от дальнейшего предназначения демонтируемого оборудования. Стоимость демонтажа оборудования рассчитывается в соответствии с порядком определения затрат на демонтаж оборудования, изложенным в «Указаниях по применению федеральных единичных расценок на монтаж оборудования (ФЕРМ-2001)» – МДС 8137.2004. Согласно указанному порядку затраты на демонтаж оборудования определяются путем применения усредненных коэффициентов к стоимости монтажа оборудования (учитывается сумма затрат на оплату труда и эксплуатацию машин; стоимость материальных ресурсов не учитывается). Стоимость монтажа оборудования принята в соответствии с «Федеральными единичными расценками на монтаж оборудования» 2001 г., сборник № 8 м «Электротехнические установки».

На реконструируемой ПС “Коболдо” в демонтаж оборудования входят некоторые масляные выключатели. На стороне высокого напряжения 110кВ, была проведена замена двух масляных выключателей типа У-110/2000-25 У1 на более надежные и усовершенствованные элегазовые выключатели типа 242 PMR40-30 марки АВВ, на стороне среднего напряжения 110 кВ была произведена замена масляных выключателей типа МКП-110Б-1000/630-20У1 и МКП-110М-1000/630-20У1 на элегазовые выключатели типа S1 145, так же на стороне 35 кВ были демонтированы старые выключатели типа С-35М-630, для дальнейшей установки на этой стороне КРУ-СЭЩ-70.

Произведем капиталовложения демонтированного данного оборудования.

Стоимость демонтажных работ выключателей не подлежащему дальнейшему использованию приведена в таблице 21

Таблица 26 – Стоимость демонтажа масляных высоковольтных выключателей подстанций

Номинальные напряжения выключателей, кВ	Затраты на демонтаж оборудования не подлежащего дальнейшему использованию, тыс. руб.
220	10,7
110	7,1
35	1,4

Капиталовложения демонтажирования семи масляных выключателей на стороне среднего напряжения 110 кВ:

$$k_{дем.в.110} = 7,1 \cdot 7 = 49,7 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения демонтажирования пяти масляных выключателей на стороне напряжением 35 кВ:

$$k_{дем.в.35} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ тыс.руб}$$

Показатели стоимости ОРУ 35–1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы. Стоимость ячейки ОРУ 35–1150 кВ с количеством

выключателей более трех, а также закрытого РУ 10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята:

Для ячейки 110 кВ:

$$k_{я.в.220} = 12500 \text{ тыс. руб.}$$

Для ячейки 35 кВ:

$$k_{я.в.110} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

Произведем капиталовложения установки новых выключателей на ПС и учтем добавленную ячейку на стороне высокого напряжения.

$$k_{я.в.220} = 12500 \cdot 3 = 37500 \text{ тыс. руб.}$$

$$k_{я.в.110} = 7000 \cdot 3 = 49000 \text{ тыс. руб.}$$

Для установки КРУ на стороне 35 кВ капиталовложения установки, стоимости оборудования и прочих затрат будут равны:

$$k_{кру.35} = 85000 \text{ тыс. руб.}$$

Для ячейки 110 кВ:

$$k_{я.в.110} = 12500 \text{ тыс. руб.}$$

Для ячейки 35 кВ:

$$k_{я.в.110} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

Произведем капиталовложения установки новых выключателей на ПС и учтем добавленную ячейку на стороне высокого напряжения.

$$k_{я.в.110} = 12500 \cdot 3 = 37500 \text{ тыс. руб.}$$

Для установки КРУ на стороне 35 кВ капиталовложения установки, стоимости оборудования и прочих затрат будут равны:

$$k_{кру.35} = 85000 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения полной стоимости ПС к базисным показателям добавляется стоимость постоянного отвода земли. Стоимость постоянного отвода принимается с учетом расчетных значений площади земельного участка под ПС и рекомендаций общей части. Площадь постоянного отвода земли зависит от схемы электрических соединений, исполнения и компоновки ПС.

Стоимость постоянного отвода земли для одной ячейки 110 кВ с учетом цены за 1 м² равна:

$$k_{я.220} = 1600 \cdot 7 = 11200 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения реконструкции ПС равна, с условием инфляции 4,76 и зональным коэффициентом для Амурской области 1,5 :

$$k_{рек.ПС} = (k_{дем.в.220} + k_{дем.в.110} + k_{дем.в.35} + k_{я.в.220} + k_{я.в.110} + k_{кру.35} + k_{я.220}) \cdot 4,76 \cdot 1,5 \quad (133)$$

$k_{рек.ПС} = (21,4 + 49,7 + 7 + 37500 + 49000 + 85000 + 11200) \cdot 4,76 \cdot 1,5 = 1225000$ тыс.
руб.

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I_{ПС} = I_{эр} + I_{ам} \quad (134)$$

где $I_{АМ}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{ЭР}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле

$$I_{эр} = \alpha_{тэоПС} \cdot k_{рек.ПС} \quad (135)$$

где $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС ($\alpha_{тэоПС} = 0,049$).

$$I_{эр} = 0,0049 \cdot 1225000 = 60030 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет)

$$I_{ам} = \frac{k_{рек.ПС}}{T_{СЛ}} \quad (136)$$

$$I_{ам} = \frac{1225000}{20} = 61250 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки равны:

$$I_{ПС} = 60030 + 61250 = 121300 \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле:

$$З = E_n \cdot k_{рек.ПС} + И \quad (137)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности.

$$(E = \frac{1}{T_n});$$

$$З = 0,125 \cdot 1225000 + 121300 = 274400 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах .

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{ч} + И_{AM}} \quad (138)$$

где $\Pi_{ч}$ - чистая прибыль, тыс. руб.;

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$П_q = O - I_{\Sigma} - H_{\Pi} \quad (139)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс. руб.;

I_{Σ} - издержки, тыс. руб.;

H_{Π} - налог на прибыль, равна 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{ПЕР} \quad (140)$$

где $W_{ПО}$ - полезный отпуск, МВар·ч;

$T_{ПЕР}$ - средний тариф на передачу электроэнергии, равна 1,5 руб./кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{\max} \cdot T_{\max} \quad (141)$$

$$W_{ПО} = 176 \cdot 5900 = 103800 \text{ тыс. руб.}$$

$$O = 103800 \cdot 1,5 = 1558000 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле:

$$H_{\Pi} = 0,2 \cdot (O - I_{\Sigma}) \quad (142)$$

$$H_{\Pi} = 0,2 \cdot (1558000 - 86130) = 294300$$

Чистая прибыль рассчитываем:

$$П_{ч} = 1558000 - 86130 - 294300 = 1177000 \text{ тыс. руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости:

$$T_{OK} = \frac{1225000}{1177000 + 61250} = 4,234$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт варианта замены выключателей 35 кВ на элегазовые и реконструкции подстанции Коболдо. Дано описание района электроснабжения и подстанции; произведены расчёт токов короткого замыкания и выбор и проверка оборудования, ОРУ 35 кВ заменено на КРУ серии К-130, КРУ 6 кВ серии К-49 – на КРУ серии К-105. Произведена замена масляных выключателей на напряжение 35 кВ на элегазовые со встроенным пружинным приводом. Также произведён расчёт заземления и молниезащиты подстанции, рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты силового трансформатора. Выполнено экологическое исследование. Рассмотрены правила при работе с элегазом. Для выбранного оборудования и комплектных распределительных устройств, произведён экономический расчёт, рассчитаны годовые затраты на обслуживание подстанции и срок окупаемости предложенного проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 2 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008. – 132 с.
- 3 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электро-энергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
- 4 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.
- 5 Рожкова, Л.Д. Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.
- 6 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 7 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.
- 8 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 9 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”.
- 10 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

12 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002

13 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”