

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: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Новокиевка – подстанция Февральская с отпайкой на подстанцию Уландочка.

Исполнитель

студент группы 742 об4

(подпись, дата)

Г.А. Дедюшко

Руководитель

Доцент

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

(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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дедюшко Георгия
Алексеевича _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Новокиевка – подстанция Февральская с отпайкой на подстанцию Уландочка _____

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2021 _____

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Погодная характеристика, анализ оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита, экономика, БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейные схемы Новокиевки и Февральской подстанций, схема ТНЗПН, цепи управления выключателями, функциональная схема дистанционной защиты

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

7. Дата выдачи задания 10.02.2021 _____

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

Задание принял к исполнению (дата): 10.02.2021 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: страниц 121, рисунков 9, таблиц 23, формул 184, 30 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ТЕРМИНАЛ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект модернизации релейной защиты и автоматики воздушной линии, замена некоторого оборудования, трансформаторов тока на более перспективные элегазовые, имеющие большую отключающую способность токов короткого замыкания, что позволит увеличить надежность системы в целом, уменьшить капитальные затраты на установку и обслуживание элегазовых выключателей и всего элегазового оборудования.

В основной части диплома были рассчитаны токи короткого замыкания и по ним произведен выбор оборудования, трансформаторов; указаны конструкции, принцип действия, технические характеристики, а также дана краткая характеристика релейной защиты и автоматики. В разделе «Безопасность и экологичность» была дана краткая характеристика мер безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Перечень условных сокращений | 6 |
| Введение | 7 |
| 1 Погодная характеристика амурской области | 8 |
| 1.1 Климат Амурской области | 8 |
| 1.2 Климат Мазанавского района | 9 |
| 1.3 Климат Селемджинского района | 11 |
| 2 Анализ действующего оборудования | 15 |
| 2.1 Основное оборудование подстанции Февральская | 15 |
| 2.2 Оборудование подстанции Новокиевка | 19 |
| 3 Расчет токов короткого замыкания | 20 |
| 3.1 Расчет токов для выбора и проверки оборудования | 21 |
| 3.2 Расчет токов на подстанции Новокиевка | 23 |
| 3.2.1 Максимальный режим | 23 |
| 3.2.2 Минимальный режим | 27 |
| 3.2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания | 30 |
| 3.3 Расчет токов короткого замыкания подстанции Февральская | 34 |
| 3.4 Расчет токов короткого замыкания подстанции Уландочка | 42 |
| 4 Выбор оборудования | 47 |
| 4.1 Выбор автотрансформатора | 47 |
| 4.2 Выбор высоковольтных выключателей | 56 |
| 4.3 Выбор разъединителей | 60 |
| 4.4 Выбор трансформаторов тока | 60 |
| 4.5 Выбор трансформаторов напряжения | 67 |
| 5 Релейная защита и автоматика | 72 |
| 5.1 Расчет уставок срабатывания защиты | 72 |
| 5.2 Дистанционная защита линии | 78 |
| 5.3 Токовая защита нулевой последовательности | 82 |

| | |
|---|-----|
| 5.4 Ступенчатая токовая защита | 85 |
| 5.5 Автоматика на подстанции Февральская | 86 |
| 6 Заземление и молниезащита | 89 |
| 7 Техико экономический расчет | 101 |
| 7.1 Расчет капиталовложений на реконструкцию подстанции | 102 |
| 7.2 Расчет эксплуатационных издержек | 105 |
| 7.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат | 106 |
| 7.4 Срок окупаемости проекта | 107 |
| 8 Безопасность и экологичность | 109 |
| 8.1 Безопасность | 109 |
| 8.1.1 Охрана труда на подстанции | 109 |
| 8.1.2 Безопасность при строительстве и грузоподъемных работах | 110 |
| 8.1.3 Безопасность при эксплуатации подстанции | 112 |
| 8.1.4 Противопожарные мероприятия | 113 |
| 8.2 Экологичность проекта | 115 |
| 8.3 Чрезвычайные ситуации | 121 |
| Заключение | 124 |
| Библиографический список | 125 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АТ – автотрансформатор;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- СН – среднее напряжение;
- ТСН – трансформатор собственных нужд.

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается модернизация релейной защиты и автоматики на воздушной линии 220 кВ между подстанциями Новокиевка и Февральск, с отпайкой на подстанцию Уландочка.

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

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

1 ПОГОДНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климат Амурской области

Климат Амурской области переходный от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов. Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января $-6,1$ °С, а в Благовещенске она составляет $-21,5$ °С. Абсолютный минимум $-45,4$ °С. Лето на юге области очень тёплое с достаточным или избыточным увлажнением. Здесь проходят июльские изотермы от 20 °С до 22 °С. Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где июльские температуры поднимаются до 16 — 19 °С. В горных районах температура с высотой достигает 12 °С. Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38 °С, а на юге до 40 °С. Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы

осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках. Основные климатические характеристики района: район по ветру – IV; нормативная скорость ветра – 8м/сек; район по гололеду 25 летней повторяемости – III; нормативная стенка гололеда – 20 мм; годовое количество осадков – 575 мм; низшая температура воздуха – -45С°; средняя из абсолютных минимумов температура воздуха - -38 С°; расчетная температура воздуха холодной пятидневки - -34 С°; число грозочасов в год – 49; высшая температура воздуха – +41С°; район по ветровому давлению – III (650 Па);

1.2 Климат Мазановского района

Климат Мазановского района резко-континентальный, муссонного типа. Абсолютный минимум: - 54°С, абсолютный максимум: +38°С. Зима – длительная, с большим количеством солнечного сияния, сухая, морозная и ветряная. Заморозки начинаются уже в августе. Осень дождливая, холодная. Весна поздняя, безморозный период начинается в середине июня.

Район по гололёду III, район по ветру II, нормативная толщина стенки гололёда составляет 20 мм. Нормативный скоростной напор ветра 500 Па, нормативный скоростной напор ветра при гололёде 160 Па, интенсивность пляски проводов и тросов умеренная. Среднегодовая интенсивность гроз составляет от 40 до 60 часов. Степень загрязнённости атмосферы I.

ПС расположена в черте Зейско-Буреинской равнины. Речные протоки образованы протекающими реками: Зeya, Бурea, Амур. Таким образом образовано плоско-холмистое плато. Заболоченных местностей относительно немного.

Глубина промерзания грунта достигает 2-4 метров.

Климатические данные для расчёта определены по картам климатического районирования и данных обработки материалов многолетних

наблюдений по метеостанции. Данные сведены в таблицу 1.

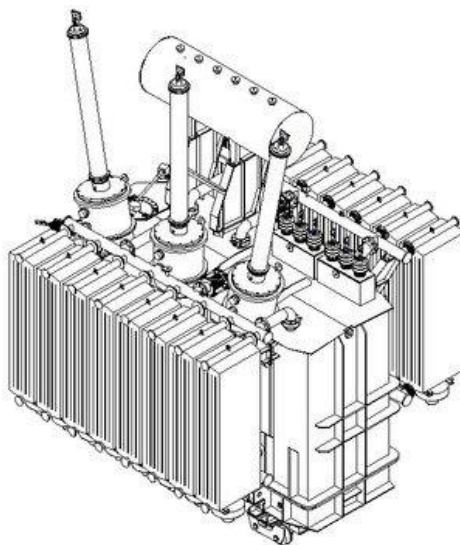


Рисунок 1 – Трансформатор ТДТН-25000/220

Таблица 1 – Климатические данные

| Климатические условия | Расчётные величины | Дополнительные условия |
|--|--------------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Район по гололёду 25 летней повторяемости | III | |
| Нормативная стенка гололёда | 20 мм | |
| Район по ветру 25 летней повторяемости | III | |
| Нормативное ветровое давление | 650 Па | 32 м/с |
| Годовое количество осадков | 575 мм | |
| Низшая температура воздуха | -45°C | |
| Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха | -38°C | |
| Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки | -34°C -36°C | Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98 |
| Среднегодовая температура воздуха | 0 °C | |

Продолжение таблицы 1

| Климатические условия | Расчётные величины | Дополнительные Условия |
|--|-----------------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Высшая температура воздуха | +41°С | |
| Число грозочасов в год | 49 | Максим. - 69 |
| Высота снежного покрова: максимальная | 33 см | |
| средняя | 17 см | |
| Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/с | от 10 до 30% | |
| Степень загрязнения атмосферы | II | |
| Температура гололёдообразования | -10°С | |
| Преобладающее направление ветра | СЗ | |
| Расчётная температура самых холодных суток | -37°С -38°С | Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98 |
| Продолжительность отопительного периода | 212 суток | |
| Вес снегового покрова | 80 кгс/м ² | I район |
| Средняя температура отопительного периода | -11,5°С | |
| Сейсмичность района | 7 баллов | Группа В |
| Среднегодовая скорость ветра | 2,6 м/с | |
| Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период | +32,1°С | |

1.3 Климат Селемджинского района

Одним из основных факторов, определяющих климат Амурской области, является муссонный характер циркуляции атмосферы и циклоническая деятельность. Климат формируется под воздействием как

океанических, так и континентальных факторов, а поэтому отличается резко выраженными чертами континентальности и в то же время имеет муссонный характер.

Климат района строительства проектируемой ВЛ 220 кВ Февральск – Рудная резко континентальный, обусловленный значительной удаленностью от моря.

Лето обычно жаркое, зима малоснежная, холодная. Летом, по сравнению с другими сезонами года, значительно увеличивается количество атмосферных осадков, которые часто вызывают половодье на реках.

В различных направлениях территорию участка пересекают многочисленные речки и ручьи, которые создают естественный сток грунтовых и паводковых вод.

Характеристики климатических условий трассы ВЛ определены по СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» на основании данных наблюдений метеостанций, находящихся в Селемджинском районе.

Расчетные условия по таким явлениям, как ветер, гололёд, среднегодовой продолжительности грозы и пляске проводов определены на основании карты климатического районирования территории РФ, приведенных в ПУЭ-7, и уточнены по региональным картам ветровых и гололедных нагрузок. Характеристики климатических условий приведены в таблице 1.

По частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов район строительства относится к умеренным районам.

Район строительства не попадает в зону влияния промышленных источников загрязнения, следовательно, в соответствии с п.1.9.29 ПУЭ-7 его можно отнести к району с 1-й степенью загрязнения (С3).

Таблица 2 – Климатические условия района проектирования

| Климатические условия | Температура |
|---|-------------|
| 1 | 2 |
| Абсолютная максимальная температура воздуха, °С | +40 |
| Абсолютная минимальная температура воздуха, °С | -52 |
| Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С | -45 |
| Климатические условия | Температура |
| Температура воздуха среднегодовая, °С | -3,8 / -5,9 |
| Район по гололеду | IV |
| Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), 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, ч. | 60-80 |

Представленные в таблице 2 данные будут использованы в дальнейших расчетах при проектировании механической части ВЛ.

На рассматриваемой ПС “Февральск” отмечаются следующие климатические параметры, рассчитанные за период наблюдений до 2010 года:

Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 13,4°С;

Район гололёдности – 3 , нормативное толщина стенки гололеда 20 мм
Температура воздуха наиболее холодных суток отмечается -43 °С, согласно СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2);

Толщина стенок гололёда на высоте 10 м на поверхности земли повторяемостью один раз в 25 лет – 25 мм;

Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 70 %;

Средняя скорость ветра, за период со средней суточной температурой

воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$ будет 2,4, размерность данных представлена в м/с;

Нормативная глубина промерзания– 234 см (суглинка и глина), 285 см (песок и супеси); 305 см (песок по крупности: крупный, средний или гравелистый) , 346 см (крупнообломочный грунт), выше сказанные параметры представлены в СНиП 23-01-99* СП 131.13330.2012;

Сейсмичность района строительства не более семи баллов; Вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;

2 АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Основное оборудование ПС Февральск

Тип распределительных устройств подстанции :

- ОРУ 220
- ОРУ 110
- ОРУ 35
- КРУН 10

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

Для изменения амплитуды переменного напряжения, при неизменной частоте используют силовые трансформаторы.

Подстанция оборудована 4 силовыми трансформаторами, двумя автотрансформаторами АДЦТН 63000/220/110 79ХЛ1 и двумя ТДТН-25000/110-79У1. Суммарная установленная мощность 176 МВА.

Роль у высоковольтных выключателей на подстанции одна из самых важных.

С помощью высоковольтных выключателей выполняется оперативное включение и отключение оборудования энергетической системы, а также ее отдельные цепи в случае механического или автоматического управления в аварийном или нормальном режиме. В комплект обычного выключателя входит контактная система, корпус, токоведущие части, приводной механизм, устройство для гашения дуги.

Следящими качествами должны обладать все коммутирующие устройства, которые работают с большими токами:

Простой монтаж и удобное дальнейшее обслуживание.

- Быть надежными и безопасными для персонала и других лиц.
- Обладать быстродействием, затрачивая минимальное время на отключение.
- Относительно небольшая стоимость, оптимальное соотношение цены и качества.

- Низкий уровень шума в процессе работы.

Простота и надежность конструкции:

1. Неплохая отключающая способность;
2. Высокая скорость срабатывания;
3. Взрыво и пожаробезопасность;
4. Большой коммутационный ресурс контактной системы;

На подстанции установлены выключатели: У-220/2000-25 У1 – 2 шт.; 242 РМР40-30 - 4шт; 3АР 1DT 245 - 1 шт; МКП-110Б-1000/630-20У1 – 5 шт.; МКП-110М-1000/630-20У1 – 2 шт.; МКП-35-1000-25У1 – 2 шт.; С-35М-630 – 5 шт.; ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10 – 31 шт.; ВВ/TEL тип ISM15 LD 1(46) - 1 шт [3];

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

Коммутационный аппарат (разъединитель) предназначен для включения отключения под напряжением участков электрической цепи или отдельных аппаратов при отсутствии нагрузочных токов, посредством видимого разрыва. Видимый разрыв цепи при отключенных разъединителях наглядно показывает эксплуатационному персоналу на возможность безопасного приближения к отсоединенным частям установки.

На подстанции установлены разъединители: РНДЗ 16-220/1000 У1 – 1 шт.; РНДЗ 16-220/1000УХЛ – 1 шт.; РНДЗ 2 220/1000У1 – 4 шт.; РНДЗ 16 220/1000ХЛ1 – 9 шт.; РНДЗ 1а 220/1000ХЛ1 – 6 шт.; РНДЗ 2 220/1000ХЛ1 – 2 шт.; РНД 220/1000ХЛ1 – 1 шт.; 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 п П* 100 УХЛ1+2Е - 10 шт;

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

Трансформаторы напряжения на ПС “Февральск”: НАМИ – 220 -58 УХЛ1 – 7 шт.; ЗНОМ-35-65 У1 – 12 шт.; НКФ – 110 -57 У1 – 6 шт.; НАЛИ-СЭЦ-10-1 - 4шт

Трансформаторы тока применяются для измерения величин с большими значениями.

Для этого, выполняется последовательное включение первичной обмотки устройства в цепь с переменным током, значение которого необходимо измерить. Вторичная обмотка подключается к измерительным приборам. Все трансформаторы тока отличаются высокой точностью, в конструкцию входит две и более вторичных обмоток, к которым подключаются защитные устройства, измерительные средства и приборы учета.

Для компенсации реактивной мощности на подстанции используются реакторы и компенсирующие устройства: РТД-20000/35 У1-2 шт.; УШРТД-63000/220;

Трансформаторы тока на ПС “Февральск”: ТФЗМ 220Б-III У1 – 3 шт.; ТФЗМ 110Б-IV ХЛ1 – 3 шт. ИМВ 123 - 9 шт.; ТФЗМ-35 АУ1 – 6 шт. ТМГ-35 – 4 шт.

Релейная защита подстанции. Задача релейной защиты обеспечение сохранности дорогостоящего оборудования посредством быстрого отключения поврежденного участка энергосистемы.

Из учебного пособия «Релейная защита и автоматизация» мы знаем:

«Основные требования к устройствам релейной защиты:

1. Селективность. Свойство релейной защиты, выбирать проблемный участок электрической сети, отключать его, воздействуя на высоковольтный коммутационный аппарат (выключатель);

2. Чувствительность. Следует иметь в виду, что нет четкой границы между повреждением и отсутствием повреждения электрооборудования. Короткое замыкание между фазами может быть металлическим, а может быть через переходное сопротивление (например – электрическую дугу).

Абсолютно чувствительной защиты не бывает. В таком случае, для оценки эффективности работы релейной защиты при разных видах повреждения вводят понятие чувствительности защиты, которая определяется коэффициентом чувствительности. Коэффициент чувствительности нормируется для каждого отдельного вида защиты в зависимости от ее назначения и вида повреждения в электрической сети [2].

3. Быстродействие. Быстродействие необходимо:

- для предотвращения нарушения параллельной работы электростанций предотвращения выхода из синхронизма различных частей электрической сети;

- для снижения влияния коротких замыканий на работу потребителей, сопровождающихся резким снижением напряжения;

- для предотвращения повреждения изоляции электрооборудования токами короткого замыкания.

4. Надежность. Под надежностью устройств релейной защиты принято понимать способность выполнять все функции, заложенные ее производителем при нормальных условиях эксплуатации. Принципы работы устройств релейной защиты»

Нижний порог срабатывания элементов защиты выставляется уставками.

Релейная защита на подстанции:

Релейная защита на присоединении автотрансформаторов: ДЗТ, НЗНП-220, ТЗОП-220, ЗП-220, газовая защита, НЗНП-110, ЗП-110, МТЗ-35;

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

Релейная защита на присоединении шин 220 кВ: ДЗШ-220, УРОВ-220;

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

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

2.2 Оборудование подстанции Новокиевка

На уровне напряжения 220 кВ от подстанции «Новокиевка» отходят следующие линии:

- ВЛ 220 кВ «Новокиевка – Нижнезейская ГЭС»;
- ВЛ 220 кВ «Новокиевка – ПС Амурская»;
- ВЛ 220 кВ «Новокиевка – ПС Февральск».

Для участка ВЛ 220 кВ «Новокиевка – Нижнезейская ГЭС», имеющую двустороннее питание, принимается к установке панель ЭПЗ – 1636, содержащая трёхступенчатую дистанционную защиту, токовую защиту нулевой последовательности и максимальную токовую отсечку. Линия оборудуется однократным трехфазным АПВ /блок БА – 141/.

Для определения расстояния до места повреждения на линиях 220 кВ запроектированы фиксирующие приборы типа ФИП – 2А с включением на ток нулевой последовательности. Кроме того, для устранения зависимости показаний этих приборов от величины сопротивления нулевой последовательности системы на шинах 220 кВ подстанции запроектированы два фиксирующих прибора типа ФИП – 2В с включением на напряжение нулевой последовательности.

На подстанции запроектированы два автоматических осциллографа типа Н – 13 с пусковым устройством УПО – 1 для регистрации параметров режима при аварийных процессах.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, 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.

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

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются ростом 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. Аппараты и проводники должны без повреждений переносить в течении заданного расчетного времени нагрева токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими.

3.1 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;
 - считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;
 - не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
 - принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
 - не учитывают влияние нагрузки;
- сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

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

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

Принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{\pi t} = I_{\pi 0}$.

3.2 Расчет токов короткого замыкания подстанции Новокиевка

3.2.1 Максимальный режим

Преобразования схемы замещения приведены на рис.2,3.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}I_{\text{КЗ}}} \quad (1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение линии;

$I_{\text{КЗ}}$ – ток короткого замыкания в максимальном режиме;

$S_6 = 100$ МВА – базисная мощность.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 230} = 0,31$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 230} = 0,08$$

$$X_1 = X_{Л1} + \frac{(X_{ТР1} + X_{Г1})}{2} \quad (2)$$

$$X_1 = 0,09 + 0,238 + 0,0189 = 0,346$$

$$X_2 = X_{C1} + X_{Л2} \quad (3)$$

$$X_2 = 0,147 + 0,31 = 0,457$$

$$X_3 = X_{C2} + X_{Л3} \quad (4)$$

$$X_3 = 0,063 + 0,08 = 0,143$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (5)$$

$$X_4 = \frac{0,457 \cdot 0,143}{0,457 + 0,143} = 0,11$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} \quad (6)$$

$$X_5 = \frac{0,11 \cdot 0,346}{0,11 + 0,346} = 0,073$$

$$E_1 = \frac{E_{r1} \cdot (X_{T2} + X_{\Gamma2}) + E_{\Gamma2} \cdot (X_{T1} + X_{\Gamma1})}{(X_{T1} + X_{\Gamma1}) + (X_{T2} + X_{\Gamma2})} \quad (7)$$

$$E_1 = E_{\Gamma1} = 1,2$$

$$E_2 = \frac{E_1 \cdot X_4 + E_C \cdot X_1}{X_4 + X_1} \quad (8)$$

$$E_2 = 1,048$$

Сверхпереходное значение токов КЗ:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{cp}} \quad (9)$$

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}$$

$$I_{к1} = \frac{E_2}{X_5} \cdot I_B \quad (10)$$

$$I_{к1} = \frac{1,048}{0,073} \cdot 0,25 = 4,04 \text{ кА}$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$I_{уд к1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Kn} \quad (11)$$

где $K_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a \omega}}$ - ударный коэффициент,

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с. Для ВЛ 220 кВ, связанных с шинами $T_a = 0,06 - 0,08$ с;

$K_y = 1,8$ – для ВЛ 220 кВ;

I_{Kn} - сверхпереходное значение n-го тока КЗ.

$$i_{уд к1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,04 = 10,28 \text{ Ка}$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период его изменения:

$$I''_{n_{к1}} = I_{к1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} \quad (12)$$

$$I''_{n_{к1}} = 1,509 \cdot 4,54 = 6,09 \text{ кА}$$

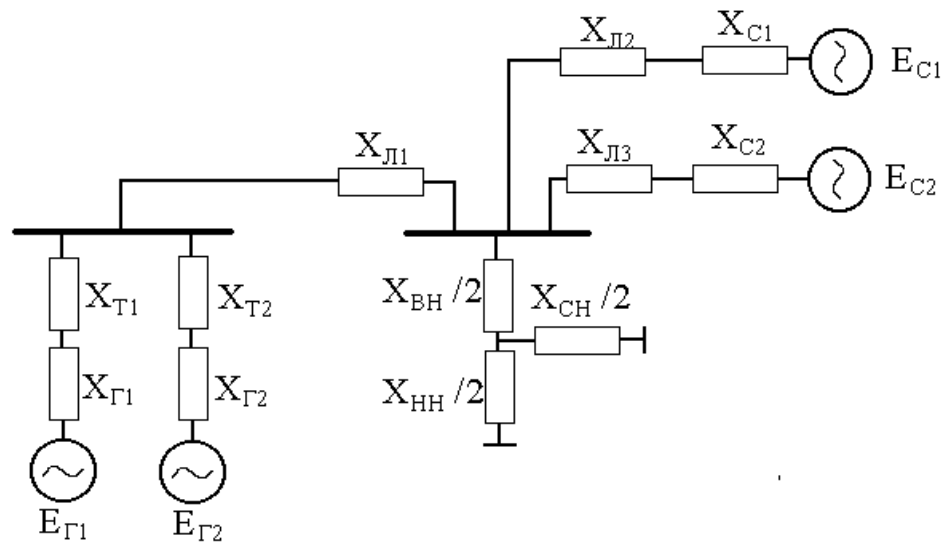


Рисунок 2 – Преобразование схемы замещения в максимальном режиме.

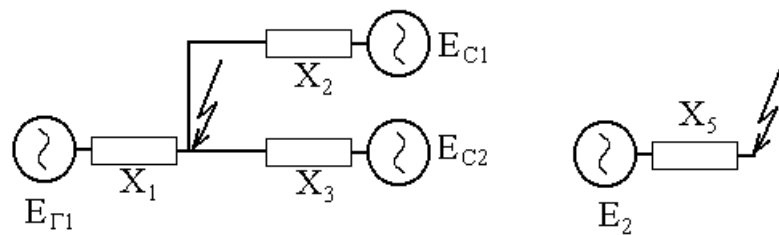


Рисунок 3 – Преобразование схемы

Таблица 3 – Результаты расчетов токов трехфазных

| Точка КЗ | Эквивалентное сопротивление, о.е. | Эквивалентная ЭДС, о.е. | Базисный ток ступени, кА | Ток трехфазного КЗ, кА | Ударный ток, кА | $I''_{n_{к1}}$, кА |
|----------|-----------------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| К1 | 0,073 | 1,048 | 0,25 | 4,04 | 10,28 | 6,09 |
| К2 | 0,343 | 1,048 | 0,25 | 0,76 | 1,93 | 1,15 |
| К3 | 0,458 | 1,048 | 0,25 | 0,571 | 1,45 | 0,861 |
| К4 | 0,081 | 1,05 | 0,25 | 3,3 | 8,4 | 4,95 |

3.2.2 Минимальный режим

В минимальном режиме в системе выведены из работы:

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{k \min} \cdot U_{cp}} \quad (13)$$

где $I_{k \min} = 0,7 \cdot I_{k \max}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,7 \cdot 0,8 \cdot 230} = 0,44$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 230} = 0,11$$

$$X_1 = X_{Л1} + X_{ТР1} + X_{Г1} \quad (14)$$

$$X_1 = 0,476 + 0,18 + 0,0189 = 0,675$$

$$X_2 = X_{C1} + X_{Л2} \quad (15)$$

$$X_2 = 0,0147 + 0,44 = 0,587$$

$$X_3 = X_{C2} + X_{Л3} \quad (16)$$

$$X_3 = 0,11 + 0,063 = 0,173$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (17)$$

$$X_4 = 0,11 + 0,063 = 0,173$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} \quad (18)$$

$$X_5 = \frac{0,657 \cdot 0,108}{0,657 + 0,108} = 0,085$$

$$E_1 = \frac{E_{\Gamma 1}(X_{\Gamma 2} + X_{\Gamma 2}) + E_{\Gamma 2}(X_{\Gamma 1} + X_{\Gamma 1})}{(X_{\Gamma 1} + X_{\Gamma 1}) + (X_{\Gamma 2} + X_{\Gamma 2})} \quad (19)$$

$$E_1 = E_{\Gamma 1} = 1,2$$

$$E_2 = \frac{E_1 \cdot X_4 + E_C \cdot X_1}{X_4 + X_1} \quad (20)$$

$$E_2 = 1,026$$

Сверхпереходное значение токов КЗ:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}} \quad (21)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,25 \text{ кА}$$

$$I_{к1} = \frac{E_6}{X_1} \cdot I_6 \quad (22)$$

$$I_{к1} = \frac{1,035}{0,085} \cdot 0,25 = 3,04 \text{ кА}$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y_{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,04 = 7,73 \text{ кА}$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период его изменения:

$$I''_{к1} = 1,509 \cdot 3,04 = 4,58 \text{ кА}$$

Таблица 4 – Результаты расчетов токов трехфазных КЗ в минимальном режиме

| Точка КЗ | Эквивалентное сопротивление, о.е. | Эквивалентная ЭДС, о.е. | Базисный ток ступени, кА | Ток трехфазного КЗ, кА | Ударный ток, кА | $I''_{n_{к1}}$, кА |
|----------|-----------------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------|---------------------|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| К1 | 0,085 | 1,035 | 0,25 | 3,04 | 7,73 | 4,58 |
| К2 | 0,655 | 1,035 | 0,25 | 0,397 | 1,01 | 0,6 |
| К3 | 0,885 | 1,035 | 0,25 | 0,292 | 0,743 | 0,44 |
| К4 | 0,088 | 1,036 | 0,25 | 2,94 | 7,48 | 4,43 |

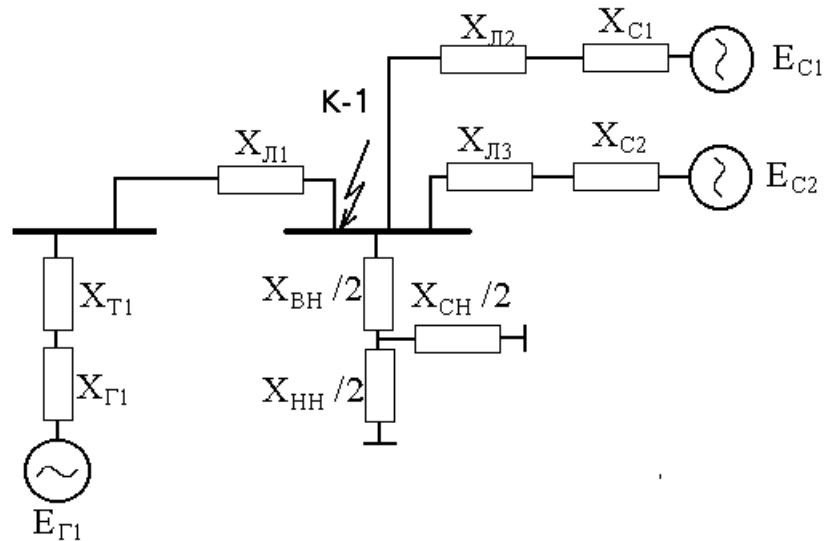


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения в минимальном режиме

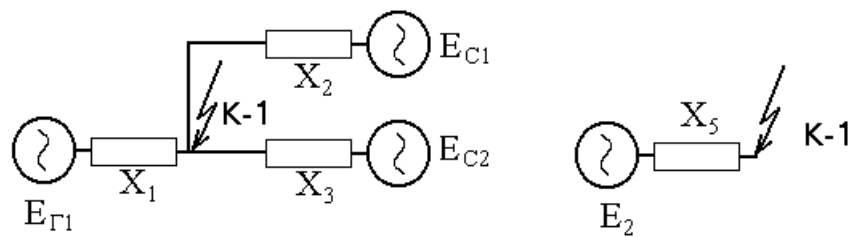


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

3.2.3 Расчет несимметричного КЗ

Прямая последовательность (рис.2,3): расчет производится аналогично расчету симметричного КЗ.

В схему замещения нулевой последовательности входят сопротивления нулевой последовательности линий,

Сопротивление системы для нулевой последовательности определяется следующим образом:

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{КЗ}}^0} \quad (23)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение линии;

$I_{\text{кз}}^0$ – ток замыкания на землю в максимальном режиме;

$S_6 = 100$ МВА – базисная мощность.

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,6 \cdot 230} = 0,41$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 230} = 0,209$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформаторов ТДТН – 25000 – 220/35/11 ПС Новокиевка :

$$X_{\text{ТВ3}} = \frac{14,25 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,57 \text{ о. е.} = 301,53 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ТВ4}} = X_{\text{ТВ3}}$$

Для наглядности расчет проводим в именованных единицах приближенным способом. В этом случае можно не определять эквивалентную ЭДС, а принимать ее равной $E_{\Sigma}'' = U_{\text{ср}} = 230$ кВ.

Учитывая, что кривая изменения тока однофазного короткого замыкания имеет крутой спад при перемещении точки короткого замыкания от места установки защиты к источнику питания (не нужно проверять чувствительность ТЗНП), рассчитываем только максимальный режим.

В качестве примера рассмотрим расчет тока однофазного короткого замыкания на землю в точке К-1 (см. рис. 6). Результаты расчета для точки К-2 приведены в таблице 10.

$$X_1 = \frac{X_{TB1,2}}{2} + X_{Л1} \quad (24)$$

$$X_1 = 0,175 \text{ o. e.} = 92,66 \text{ Ом}$$

$$X_2 = \frac{X_{TB1,2}}{2} \quad (25)$$

$$X_2 = \frac{0,57}{2} = 0,285 \text{ o. e.} = 150,76 \text{ Ом}$$

$$X_3 = X_{C1}^0 + X_{Л2}^0 \quad (26)$$

$$X_3 = 0,69 + 0,41 = 1,1$$

$$X_4 = X_{C2}^0 + X_{Л3}^0 \quad (27)$$

$$X_4 = 0,29 + 0,209 = 0,499$$

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \quad (28)$$

$$X_5 = \frac{1,1 \cdot 0,499}{1,1 + 0,499} = 0,343 \text{ o. e.} = 181,6 \text{ Ом}$$

$$X_6 = \frac{X_5 \cdot X_2}{X_2 + X_5} \quad (29)$$

$$X_6 = \frac{0,343 \cdot 0,285}{0,343 + 0,285} = 0,155 \text{ o. e.}$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_6 \cdot X_1}{X_6 + X_1} \quad (30)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{0,155 \cdot 0,343}{0,155 + 0,343} = 0,082 \text{ о. е.} = 43,39 \text{ Ом.}$$

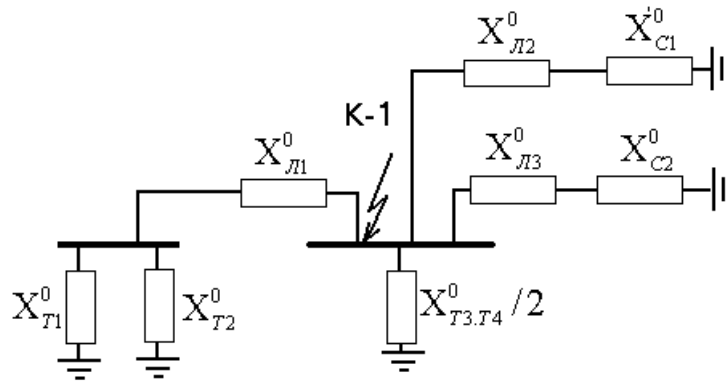


Рисунок 6 – Преобразование схемы в максимальном режиме

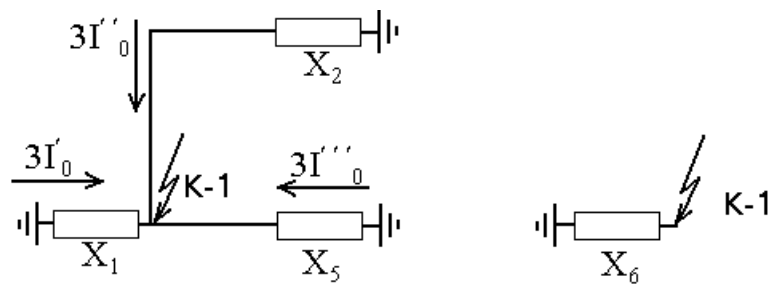


Рисунок 7 – Окончательная схема

Таблица 5 – Результаты расчетов токов однофазных КЗ в максимальном режиме

| Точка КЗ | $3I_0$, кА | $3I_0'$, кА | $3I_0''$, кА | $3I_0'''$, кА |
|----------|-------------|--------------|---------------|----------------|
| К1 | 3,302 | 1,41 | 0,986 | 0,721 |
| К2 | 3,42 | 1,14 | 1,14 | 1,14 |

3.3 Расчет токов короткого замыкания для подстанции Февральск

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов: - автотрансформатор связи (АТС) номинальной мощностью $S_{Т.НОМ} = 63$ МВА:

$$U_{КВ-С} = 11 \%$$

$$U_{КВ-Н} = 35$$

$$U_{КС-Н} = 22 \%$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны автотрансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КВ-С} - U_{КС-Н}) \quad (31)$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}) \quad (32)$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}) \quad (33)$$

Таким образом для автотрансформатора связи (АТС) марки АТДЦТН-63000/220/110 имеем:

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 22) = 12 \%$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = 0$$

$$U_{КН} = 0,5(35 + 22 - 11) = 23\%$$

Сопротивления автотрансформатора определяется по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{Т.В} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (34)$$

$$X_{Т.В} = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,19 \text{ о. е.}$$

$$U_{Т.С} = \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (35)$$

$$U_{Т.С} = 0 \text{ о. е.}$$

$$X_{Т.Н} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (36)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,36 \text{ о. е.}$$

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

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_6}{S_K} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{КЗ}} \quad (37)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

$I_{КЗ}$ – ток к.з. на шинах, кА.

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 6,2} = 0,042 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{\text{Л}} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (38)$$

где $X_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{\text{ср}}$ – напряжение из среднего ряда, кВ.

$$X_{\text{Л}} = \frac{1}{2} \cdot 0,43 \cdot 174 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,07 \text{ о. е}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}} \quad (39)$$

где $E_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (40)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \quad (41)$$

где K_y – ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –1 (шины 220 кВ):

$$X_1 = X_c + X_L \quad (42)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,07 = 0,112 \text{ о. е}$$

$$X_2 = \frac{(X_{\text{снТ}}) \cdot (X_{\text{ннТ}})}{(X_{\text{снТ}}) + (X_{\text{ннТ}})} + (X_{\text{внТ}}) \quad (43)$$

$$X_2 = 0,19 \text{ о. е}$$

$$X_3 = \frac{X_2 \cdot X_1}{X_2 + X_1} = 0,07 \text{ о. е} \quad (44)$$

$$X_3 = 0,07 \text{ о. е}$$

$$I_{\text{п0(К-1)}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (45)$$

$$I_{\text{п0(К-1)}}^{(3)} = 3,59 \text{ (кА)}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –2 (шины 110 кВ):

$$X_1 = X_c + X_L \quad (46)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,07 = 0,112 \text{ о. е}$$

$$X_2 = X_1 + X_{\text{ВНТ}} = 0,3 \text{ о.е} \quad (47)$$

$$X_2 = 0,3 \text{ о.е}$$

$$X_3 = \frac{X_2 \cdot X_{\text{ННТ}}}{X_2 + X_{\text{ННТ}}} + X_{\text{СНТ}} \quad (48)$$

$$X_3 = 0,164 \text{ о.е}$$

$$I_{\text{п0(К-2)}}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (49)$$

$$I_{\text{п0(К-2)}}^{(3)} = 3,06 \text{ (кА)}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –3 (шины 6 кВ):

$$X_1 = X_c + X_l \quad (50)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,07 = 0,112 \text{ о.е}$$

$$X_2 = X_{\text{ВНТ}} + X_{\text{ННТ}} \quad (51)$$

$$X_2 = 0,55 \text{ о.е}$$

$$X_3 = X_1 + X_2 \quad (52)$$

$$X_3 = 0,66 \text{ о.е}$$

$$I_{п0(K-3)}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (53)$$

$$I_{п0(K-3)}^{(3)} = 13,88 \text{ (кА)}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-1 (шины 220 кВ):

$$I_{п0(K-1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0(K-1)}^{(3)} \quad (54)$$

$$I_{п0(K-1)}^{(2)} = 3,1 \text{ (кА)}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-2 (шины 110 кВ):

$$I_{п0(K-2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0(K-2)}^{(3)} \quad (55)$$

$$I_{п0(K-2)}^{(2)} = 2,65 \text{ (кА)}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-3 (шины 6 кВ):

$$I_{п0(K-3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0(K-3)}^{(3)} \quad (56)$$

$$I_{п0(K-3)}^{(2)} = 12,02 \text{ (кА)}$$

Определим токи однофазного КЗ. Для определения однофазных токов необходимо знать эквивалентные сопротивления нулевой и обратной последовательности. Сопротивление обратной последовательности в приближённом расчёте принимаем равным сопротивлению прямой последовательности. Сопротивления некоторых элементов в схеме замещения

нулевой последовательности несколько отличаются от сопротивления прямой последовательности. Изменяются сопротивления линий.

$$X_{л(0)} = 4,7 \cdot X_{л(1)} \quad (57)$$

$$X_{л(0)} = 0,329 \text{ о. е.}$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К –1 (шины 220 кВ):

$$X_1 = X_c + X_{л(0)} \quad (58)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,329 = 0,371 \text{ о. е}$$

$$X_2 = X_{внт} + X_{нт} = 0,55 \text{ о. е} \quad (59)$$

$$X_2 = 0,55 \text{ о. е}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \quad (60)$$

$$X_3 = 0,22 \text{ о. е}$$

$$I_{кА1}^{(n)} = \frac{E_{экв}}{X_{1экв} + \Delta X^{(n)}} \quad (61)$$

где $I_{кА1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности особой фазы;

(n) – вид несимметричного КЗ;

$E_{экв}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{1экв}$ – эквивалентное сопротивление прямой последовательности;

$\Delta X^{(n)}$ – дополнительное сопротивление определяемое видом КЗ.

$$I_{\text{КА1}}^{(1)} = \frac{E_c}{X_{1\text{ЭКВ}} + X_{2\text{ЭКВ}} + X_{0\text{ЭКВ}}} \quad (62)$$

$$I_{\text{КА1}}^{(1)} = \frac{1}{0,022 + 0,022 + 0,062} = 9,4 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{К}}^{(n)} = I_{\text{КА}}^{(n)} \cdot m \quad (63)$$

где m – коэффициент, зависящий от вида КЗ.

$$I_{\text{К}}^{(1)} = I_{\text{КА}}^{(1)} \cdot m \text{ (кА)} \quad (64)$$

$$I_{\text{К}}^{(1)} = 9,4 \cdot 3 = 28,2 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{п0(К-1)}}^{(1)} = I_{\text{К}}^{(1)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (65)$$

$$I_{\text{п0(К-1)}}^{(1)} = 7,05 \text{ (кА)}$$

Определим ток однофазного КЗ в точке К–2 (шины 110 кВ):

$$X_1 = X_c + X_{\text{л(0)}} \quad (66)$$

$$X_1 = 0,042 + 0,329 = 0,371 \text{ о.е}$$

$$X_2 = X_1 + X_{\text{ВНТ}} + X_{\text{СНТ}} \quad (67)$$

$$X_2 = 0,921 \text{ о.е}$$

$$I_{\text{КА1}}^{(1)} = \frac{E_c}{X_{1\text{ЭКВ}} + (X_{2\text{ЭКВ}} + X_{0\text{ЭКВ}})} \quad (68)$$

$$I_{\text{КА1}}^{(1)} = \frac{1}{0,073 + 0,073 + 0,175} = 3,1 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{К}}^{(1)} = I_{\text{КА}}^{(1)} \cdot m \quad (69)$$

$$I_{\text{К}}^{(1)} = 3,1 \cdot 3 = 9,3 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{п0(К-2)}}^{(1)} = I_{\text{К}}^{(1)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (70)$$

$$I_{\text{п0(К-2)}}^{(1)} = 4,65 \text{ (кА)}$$

3.4 Расчет токов короткого замыкания подстанции Уландочка

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

- сопротивление системы, Ом:

$$X_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_c} \quad (71)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение системы, кВ;

S_c – мощность системы, МВА.

- сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \quad (72)$$

где x_0 – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{\text{ВЛ}}$ – протяженность ЛЭП, км.

- сопротивление трансформатора, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \quad (73)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$ - напряжение КЗ, %.

- сопротивление нагрузки в установившемся режиме, Ом:

$$X_Z = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.нагр}} \quad (74)$$

где $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение нагрузки, кВ;

$S_{НОМ}$ - полная мощность нагрузки, МВА;

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности.

$$X_{c1} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_c} \quad (75)$$

$$X_{c1} = \frac{230^2}{5000} = 10,58$$

$$X_{вл.с1} = x_0 \cdot L_{вл} \quad (76)$$

$$X_{вл.с1} = 0,4 \cdot 91 = 36,4 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_c} \quad (77)$$

$$X_{c2} = \frac{230^2}{8500} = 6,224 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ВЛ.с2}} = x_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \quad (78)$$

$$X_{\text{ВЛ.с2}} = 0,4 \cdot 104 = 41,6 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \quad (79)$$

$$X_m = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} = 243,34 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1.

Свернем ветви с системой и линиями путем последовательно-параллельного преобразования:

$$X_1 = \frac{(X_{\text{с1}} + X_{\text{ВЛ.с1}}) \cdot (X_{\text{с2}} + X_{\text{ВЛ.с2}})}{X_{\text{с1}} + X_{\text{ВЛ.с1}} + X_{\text{с2}} + X_{\text{ВЛ.с2}}} \quad (80)$$

$$X_1 = \frac{(10,58 + 36,4) \cdot (6,224 + 41,6)}{10,58 + 36,4 + 6,224 + 41,6} = 23,7 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 6.

Далее рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{сумм}}} \quad (81)$$

где $E_{\text{НОМ}}$ - номинальное значение ЭДС, кВ;

$X_{\text{сумм}}$ - суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ,

Ом.

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (82)$$

Рассчитываем ударный ток КЗ, кА:

$$I_{1.уд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (83)$$

Покажем расчет тока трёхфазного КЗ для точки К1.

$$I_{1.n} = \frac{E_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot X_{СУММ}}$$

$$I_{1.n} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 23,7} = 5,603 \text{ кА}$$

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n}$$

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 5,603 = 7,924 \text{ кА}$$

$$I_{1.уд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n}$$

$$I_{1.уд} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,603 = 14,105 \text{ кА}$$

Среди несимметричных токов КЗ, расчетным для производства выбора оборудования является однофазное КЗ. В данном случае в точке К1 так, как только в сети 220 кВ нейтрали трансформаторов заземлены наглухо. Если в ходе расчета окажется, что ток однофазного КЗ выше тока трёхфазного, то первый и станет расчетным для выбора оборудования.

$$I_0 = \frac{3U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot X_{\text{ЭКВ.П}} + X_{\text{ЭКВ.0}})} \quad (84)$$

$$I_0 = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 23,7 + 44,023)} = 4,358 \text{ кА}$$

Расчет показал, что расчетным видом КЗ для точки К-1 будет трёхфазное КЗ.

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В выбор основного оборудования ПС входит: выбор силовых трансформаторов, выбор разъединителей, выбор трансформатора тока, выбор трансформатора напряжения, выбор ошиновки, выбор изоляторов, выбор ВЧЗ (высоко частотный заградитель), выбор аккумуляторных батарей для собственных нужд, выбор УШР (управляемый шунтирующий реактор), выбор реакторов, выбор трансформаторов собственных нужд, выбор ОПН (ограничитель перенапряжений нелинейный). Для нахождения, оборудования которое будет работать качественно и бесперебойно, необходимо соблюдать технические условия выбора.

Так же на выбор могут повлиять многие климатические и географические характеристики, так, например, некоторые электрическое оборудование используется только в местах с теплым климатом, использование этого оборудования в Амурской области запрещено техническим паспортом этого оборудования.

4.1 Выбор автотрансформаторов.

Правильность выбора автотрансформатора приходится из следующих условий:

- выбор автотрансформаторов приходится из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80%.
- если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух.
- для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузку данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки.

На ПС “Февральск” стоят 2 автотрансформатора АДЦТН 63000/220/110 79ХЛ1, которые мы проверим с помощью максимальных нагрузок.

В таблице 6 и 7 приведены данные электрических нагрузок за сутки.

Таблица 6 – Электрические нагрузки на автотрансформаторах на стороне среднего напряжения.

| Время | АТ-1 | | АТ-2 | |
|-------|--------|---------|--------|---------|
| | Р, МВт | Q, Мвар | Р, МВт | Q, Мвар |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 23:00 | 33.2 | 2.7 | 20.6 | -5.7 |
| 00:00 | 33.1 | 2.4 | 20.3 | -5.7 |
| 01:00 | 30.7 | 1.6 | 20.3 | -5.9 |
| 02:00 | 31.6 | 1.5 | 20.1 | -5.9 |
| 03:00 | 31.4 | 1.6 | 20.2 | -5.8 |
| 04:00 | 32.8 | 2.2 | 20.3 | -6.0 |
| 05:00 | 32.5 | 1.7 | 20.3 | -5.9 |
| 06:00 | 32.2 | 1.7 | 20.6 | -5.8 |
| 07:00 | 33.6 | 2.3 | 20.7 | -5.9 |
| 08:00 | 35.5 | 1.7 | 20.9 | -5.5 |
| 09:00 | 32.4 | 2.3 | 21.2 | -5.4 |
| 10:00 | 32.2 | 2.5 | 21.7 | -5.4 |
| 11:00 | 32.9 | 2.5 | 21.5 | -5.3 |
| 12:00 | 30.4 | 1.6 | 21.2 | -5.7 |
| 13:00 | 31.5 | 1.6 | 21.2 | -5.6 |
| 14:00 | 32.9 | 2.6 | 21.1 | -5.4 |

Продолжение таблицы 6

| Время | АТ-1 | | АТ-2 | |
|-------|--------|---------|--------|---------|
| | Р, МВт | Q, Мвар | Р, МВт | Q, Мвар |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 15:00 | 30.07 | 1.8 | 21.4 | -5.0 |
| 16:00 | 34.0 | 2.4 | 21.4 | -5.3 |
| 17:00 | 35.7 | 3.6 | 22.0 | -4.4 |
| 18:00 | 34.3 | 2.2 | 21.5 | -5.5 |
| 19:00 | 34.4 | 1.9 | 18.8 | -6.1 |
| 20:00 | 33.2 | 1.7 | 18.7 | -6.1 |
| 21:00 | 34.9 | 2.6 | 20.8 | -5.8 |
| 22:00 | 34.9 | 2.5 | 20.9 | -5.4 |
| 23:00 | 34.1 | 2.3 | 20.8 | -5.7 |
| 00:00 | 33.3 | 1.8 | 20.8 | -5.6 |

Таблица 7 – Электрические нагрузки на автотрансформаторах на стороне низкого напряжения.

| Время | АТ-1 | | АТ-2 | |
|-------|--------|---------|--------|---------|
| | Р, МВт | Q, Мвар | Р, МВт | Q, Мвар |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 23:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 00:00 | - | -15.6 | - | -16.0 |
| 01:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 02:00 | - | -15.7 | - | -16.0 |

Продолжение таблицы 7

| Время | АТ-1 | АТ-2 | Время | АТ-1 |
|-------|--------|---------|--------|--------|
| | Р, МВт | Q, Мвар | Р, МВт | Р, МВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 03:00 | - | -15.7 | - | -16.0 |
| 04:00 | - | -15.7 | - | -16.0 |
| 05:00 | - | -15.6 | - | -16.0 |
| 06:00 | - | -15.6 | - | -16.0 |
| 07:00 | - | -15.6 | - | -16.0 |
| 08:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 09:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 10:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 11:00 | - | -14.5 | - | -15.9 |
| 12:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 13:00 | - | -15.7 | - | -16.0 |
| 14:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 15:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 16:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 17:00 | - | -15.4 | - | -15.8 |
| 18:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 19:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 20:00 | - | -15.6 | - | -16.0 |
| 21:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 22:00 | - | -15.5 | - | -15.9 |
| 23:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |
| 00:00 | - | -15.6 | - | -15.9 |

Для расчета мощность силовых трансформаторов используют выражение:

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{n \cdot K_3} \quad (85)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$S_{\text{СН}}$ и $S_{\text{НН}}$ - мощности средней и низкой стороны СТ.

Для расчета нагрузка потребителей на стороне среднего и высокого напряжений используют следующую формулу:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{max}}}{k_{\text{max}}} \quad (86)$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{max}}}{k_{\text{max}}} \quad (87)$$

где P_{max} и Q_{max} – максимальная активная и реактивная нагрузки спрогнозированная на 5 лет, МВт и Мвар;

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2;

Для нахождения средней мощности на стороне среднего напряжения автотрансформатора, выполним расчет прогнозирования с помощью максимальной мощности, которая проявляется в 17:00 в табл. 2

$$S_{\text{max}} = 57,719 + j0,8$$

Максимальная мощность с прогнозируемой нагрузкой на 5 лет:

$$S_{\text{maxПР1}} = S_{\text{max}} \cdot (1 + (e \cdot 0,01))^5 \quad (88)$$

где ϵ - прирост нагрузки, в Амурской энергосистеме равен 0,65%

$$S_{maxPR1} = 57,7 + 0,8 \cdot \left(1 + \left(\frac{0,65}{100} \cdot 0,01\right)\right)^5 = 57,719 + j0,8$$

Активная и реактивная средняя мощность на СН равна:

$$P_{cp} = \frac{57,719}{1,2} = 48,099 \text{ кВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{0,8}{1,2} = 0,666 \text{ кВар}$$

$$S_{cb} = \sqrt{48,099^2 + 0,666^2} = 48,104 \text{ МВА}$$

Находим максимальную мощность низкой стороны, для необходимости её в расчетах. Для этого обратимся в таблицу суточного графика нагрузки на низкой стороне в таблице 3. Так как в данной ПС «Февральск» на низкой стороне нет нагрузок, а установлено только два реактора, РТД-20000/35 У1, которые служат для компенсации реактивной мощности, то активной нагрузке нет.

$$S_{max} = -j31,2 \text{ МВА}$$

Максимальная мощность с прогнозируемой нагрузкой на 5 лет на стороне низкого:

$$S_{maxPR1} = -31,2 \cdot \left(1 + \frac{0,65}{100} \cdot 0,01\right)^5 = -31,21 \text{ МВА}$$

Реактивная средняя мощность на СН равна:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{-31,21}{1,2} = -26,008 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{-26,008^2} = 26,008 \text{ МВА}$$

Тогда полная мощность трансформатора равна

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{n \cdot k_3} \quad (89)$$

$$S_{\text{РАСЧ}} = \frac{48,104 + 26,008}{2 \cdot 0,7} = 52,937 \text{ МВА}$$

где K_3 – коэффициент загрузки автотрансформатора, принимается равным 0,7;

Номинальная мощность автотрансформатора, установленного на подстанции 63 МВА, расчетная мощность не превышает номинальную, поэтому автотрансформатор следует оставить. Исходя из данного подходящим автотрансформатором является АТДЦТН 63000/220/110 79ХЛ1 с номинальной мощностью 63 МВА.

Осуществим проверку автотрансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_{\frac{\text{н}}{\text{р}}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (90)$$

$$K_{\frac{\text{н}}{\text{р}}} = \frac{48,104 + 26,008}{2 \cdot 63} = 0,588$$

$$K_{\frac{a}{p}} = \frac{S_{CH} + S_{HH}}{S_{НОМ}} \quad (91)$$

$$K_{\frac{a}{p}} = \frac{48,104 + 26,008}{63} = 1,176$$

Коэффициенты загрузки лежат в рекомендуемых пределах, поэтому данный автотрансформатор пригоден к дальнейшей эксплуатации.

Каталожные данные трансформатора, необходимые для дальнейших расчетов, а именно расчетов токов КЗ, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Каталожные данные автотрансформатора

| АТДЦТН 63000/220/110 | Напряжение обмоток, кВ | Напряжение короткого замыкания, % |
|----------------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Обмотка ВН | 230 | 11 |
| Обмотка СН | 115 | 35,7 |
| Обмотка НН | 11 | 21,9 |

Таблица 9 – Основные параметры КРУ-СЭЩ-70 35кВ

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|------------------------|------------------------|--------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_{НОМ} = 35$ кВ | $U_{уст} = 35$ кВ | $U_{НОМ} = U_{уст}$ |
| $I_{НОМ} = 1600$ А | $I_{раб. max} = 944$ А | $I_{НОМ} > I_{раб. max}$ |
| $I_{НОМ.откл} = 25$ кА | $I_{ПО} = 19,323$ кА | $I_{НОМ} > I_{ПО}$ |
| $i_{дин} = 64$ кА | $i_{уд} = 43,722$ кА | $I_{дин} > i_{уд}$ |

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---|--|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{соб}} + T_{\text{ост}})$ $B_K = 19,323^2 \cdot (3 + 0,035 + 0,03)$ $= 1144,4 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T > B_K$ |

Выбор КРУ 35 кВ

На сторону 35 кВ выбираем комплектное распределительное устройство.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) - это компактные распределительные устройства, включающие в себя несколько высоковольтных компонентов (выключатели, разъединители), установленные в один герметичный металлический корпус, предназначенные для эксплуатации в условиях ограниченного пространства. Может использоваться, например, в пристройках, в городских зданиях, на крышах, морских платформах, промышленных установках и гидроэлектростанциях.

КРУ-СЭЩ-70 35 кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с частотой 50 Гц с различными номинальными значениями напряжения и тока.

Преимущества: все высоковольтные отсеки разделены металлическими перегородками; обслуживание трансформаторов тока осуществляется из отсека выкатанного элемента; возможность дистанционного управления вакуумным выключателем, выкатанным элементом и заземляющим разъединителем; видео фиксация положения выкатанного элемента и заземляющего разъединителя; дистанционный контроль температуры контактных соединений выключателя и кабельных присоединений; возможность установки трансформатора напряжения до ввода для организации дополнительных функций релейной защиты и автоматики.

4.2 Выбор высоковольтных выключателей

Высоковольтные выключатели служат для оперативного отключения цепей или электрооборудования.

На подстанции ОРУ 220 кВ установлены выключатели типа У-220/2000-25 У1; 242 РМР40-30; ЗАР 1ДТ 24; Произведем замену на элегазовые выключатели.

Для того, чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$W_K = I_K^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (92)$$

где W_K – тепловой импульс;

I_K – ток трехфазного короткого замыкания;

$t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная апериодичности, примем 0,2.

Время отключения ($t_{откл}$) находим из выражения;

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} + t_{ср} \quad (93)$$

где $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя с приводом по каталогу, с;

$t_{ср}$ - собственное время срабатывания защиты, 0,1 с;

$t_{рз}$ - время выдержки срабатывания защиты, с, определяемое по схеме селективности работы релейной защиты;

Расчет теплового импульса:

$$W_K = 6,684^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,1 + 0,2) = 149,664 \text{ кА}^2\text{с}$$

Заменяем все оставшиеся выключатели на баковый выключатель 242 РМР40-30

Так же выбранный выключатель выдерживает все рабочие температуры выбранной местности.

Верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40 °С

Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет минус 60 °С

Выбор выключателей на стороне 220 кВ.

На подстанции ОРУ 220 кВ установлены выключатели типа МКП-220Б-1000/630-20У1 и МКП-220М-1000/630-20У1;

Таблица 10 – Выбор выключателя на ОРУ 220 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--------------------------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 245 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3000 \text{ А}$ | $I_{pMAX} = 158 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{откл} = 440 \text{ кА}$ | $I_{по} = 6,684 \text{ кА}$ | $I_{пт} \leq I_{отклном}$ |
| $I_{дин} = 104 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 15,123 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{дин}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 149,664 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 6,684 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $i_{аном} = 18,1 \text{ кА}$ | $I_{At} = 7,739 \text{ кА}$ | $I_{at} \leq i_{аном}$ |

Так же выбранный выключатель выдерживает все рабочие температуры выбранной местности.

Верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40 °С

Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет минус 60 °С

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

На подстанции ОРУ 110 кВ установлены выключатели типа МКП-110Б-1000/630-20У1 и МКП-110М-1000/630-20У1;

Для модернизации необходимо произвести замену на элегазовые выключатели.

Расчет теплового импульса:

$$B_k = 9,483^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,1 + 0,2) = 301,256 \text{ кА}^2\text{с}$$

Заменяем все оставшиеся выключатели на колонковый выключатель 110 кВ S1 14.

Таблица 11 – Выбор выключателя на ОРУ 110 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--------------------------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 145 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{p\text{MAX}} = 301 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 9,483 \text{ кА}$ | $I_{пт} \leq I_{отклном}$ |
| $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 21,483 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{дин}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 301,256 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 9,483 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $i_{аном} = 18,1 \text{ кА}$ | $I_{ат} = 10,979 \text{ кА}$ | $I_{ат} \leq i_{аном}$ |

Элегазовые колонковые выключатели серии S1 145 принадлежат к автопневматическим выключателям. При их разработке использован наш опыт и новейшие достижения в области коммутационных аппаратов высокого напряжения. Применение в выключателе газовой смеси.

SF6 + N2 дает возможность использовать выключатель в районах с минимальной температурой до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Привод выключателей серии S1 упрощен, время взвода пружины меньше 10 секунд.

SF6 + N2 дает возможность использовать выключатель в районах с минимальной температурой до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Привод выключателей серии S1 упрощен, время взвода пружины меньше 10 секунд.

Преимущества этого выключателя: оптимизация использования энергии дуги позволяет обеспечить работу выключателя с использованием привода меньшей мощности, обеспечивает коммутацию емкостных токов по классу С2, простой и быстрый монтаж.

Выберем под КРУ 35 кВ высоковольтные выключатели:

Расчет теплового импульса:

$$B_k = 19,323^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,01 + 0,2) = 1250,817 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 12 – Выбор выключателя на КРУ 35 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---------------------------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 40,6 \text{ кВ}$ | $U_p = 35 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 1250 \text{ А}$ | $I_{p\text{MAX}} = 944 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ | $I_{по} = 19,323 \text{ кА}$ | $I_{пт} \leq I_{отклном}$ |
| $I_{дин} = 80 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 43,722 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{дин}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 1250,817 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ |
| $I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{по} = 19,323 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $i_{аном} = 52 \text{ кА}$ | $I_{ат} = 22,273 \text{ кА}$ | $I_{ат} \leq i_{аном}$ |

Произведем выбор выключателя на ВБУ-35.

4.3 Выбор разъединителей

Для стороны 220 кВ будем выбирать оборудование серии АВВ.

На ПС “Февральск” произведем замену разъединителей на SDF 245nII 100 УХЛ1+2Е. Разъединитель обеспечивает надежную передачу номинального тока, а также создает видимый разрыв на участке воздушных линий напряжением 220 кВ промышленной частоты 50, 60 Гц. Безопасная коммутация токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Разъединители в трехполюсном исполнении.

Таблица 13 – Выбор разъединителей на ОРУ 220 кВ

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--------------------------------------|----------------------------|
| $U_H = 252 \text{ кВ}$ | $U_P = 220 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 1600 \text{ А}$ | $I_P = 158 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 15,123 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq I_{дин}$ |
| Главные ножи | | |
| $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 149,664 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ |
| Заземляющие ножи | | |
| $I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 149,664 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ |

Применяем к установке разъединитель SDF 245nII 100 УХЛ1+2Е

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению, току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности,

электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

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

Прежде чем выбрать трансформатор тока, определим вторичную нагрузку, которая определяется по наличию приборов, присоединенных к данному трансформатору.

На рассматриваемую сторону нам необходимо: измерения напряжение, измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощностей, технический учет активной электроэнергии на линиях.

Из таблицы 11 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Мощность, потребляемая приборами в этих фазах, $S_{\text{ПРИБ}} = 13,6 \text{ ВА}$.

Условие для обеспечения класса точности:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}) \quad (93)$$

На стороне автотрансформатора – измерение тока в одной из фаз.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВГ-220. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (94)$$

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А по фазам | | |
|-----------|---------|------------------------|---|---|
| | | А | В | С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Амперметр | 7КТ1 1 | 2 | 2 | 2 |
| Ваттметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А по фазам прибор | | |
|------------|---------|-------------------------------|-----|------|
| | | А | В | С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Варметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |
| Счетчик АЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Счетчик РЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| ИТОГО | | 13,6 | 3,6 | 13,6 |

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВГ-220. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (95)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (96)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 4,62$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2} \quad (97)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2н}$ - вторичный номинальный ток прибора;

$r_k = 0,5$ Ом – при двух – трех приборах;

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{13,6}{5^2} = 0,544 \text{ Ом}$$

$$r_{ПР} = 4,62 - 0,544 - 0,05 = 4,026 \text{ Ом}$$

Таблица 15 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

| U_H , кВ | l , м |
|------------|---------|
| 220 | 100 |
| 110 | 75 |
| 35 | 60 |
| 10 | 4 |

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{4,026} = 0,703 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм².

По формулам определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора на ОРУ 220 кВ

$$Z_2 = 0,703 + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 1,274 \text{ Ом}$$

Для каждой фазы выбор трансформаторов тока приведен в таблице 13.

Таблица 16 – Выбор измерительных трансформаторов тока

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 252 \text{ кВ}$ | $U_H = 220 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 1200 \text{ А}$ | $I_P = 158 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 1,274 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 15,123 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 149,664 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ |

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОГФ-110(УХЛ1).

Счетчики на трансформаторе тока ТОГФ-110(УХЛ1) приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А по фазам | | |
|------------|---------|------------------------|-----|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | 7КТ1 1 | 2 | 2 | 2 |
| Ваттметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |
| Варметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |
| Счетчик АЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Счетчик РЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| ИТОГО | | 13,6 | 3,6 | 13,6 |

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично проверке трансформатора тока на стороне СН.

Рассчитаем теплового импульса для СН

$$B_k = 9,483^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,1 + 0,2) = 301,256 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{4,026} = 0,527 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм².

По формулам определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора тока на ОРУ 110 кВ

$$Z_2 = 0,527 + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{6} = 0,98 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 126 \text{ кВ}$ | $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 1600 \text{ А}$ | $I_P = 301 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 0,98 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{ДИН}} = 64 \text{ кА}$ | $I_{\text{УД}} = 21,483 \text{ кА}$ | $I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 301,256 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ |

Также рассчитаем трансформатор тока для КРУ-35.

На стороне СН-35 кВ выберем трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-35.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А по фазам | | |
|------------|---------|------------------------|-----|------|
| | | А | В | С |
| Амперметр | 7КТ1 1 | 2 | 2 | 2 |
| Ваттметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |
| Варметр | 7КТ1 30 | 5 | - | 5 |
| Счетчик АЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Счетчик РЭ | 7КТ1 16 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| ИТОГО | | 13,6 | 3,6 | 13,6 |

Рассчитаем тепловой импульс для СН-35кВ

$$W_K = 19,323^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,1 + 0,2) = 1250,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сечение провода определим по формуле:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{4,026} = 0,422 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 6 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,422 + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,805 \text{ Ом}$$

Примем трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-35, предназначенный для внутренней установки.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_H = 40,5 \text{ кВ}$ | $U_H = 35 \text{ кВ}$ | $U_P \leq U_H$ |
| $I_H = 1600 \text{ А}$ | $I_P = 944 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_{2\text{НОМ}} = 4,62 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 0,805 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$ | $I_{\text{УД}} = 43,722 \text{ кА}$ | $I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 1250,8 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ |

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для преобразования электрической энергии (понижение высокого напряжения) и питания этой энергией обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Место установки у трансформаторов напряжения располагается в распределительных устройствах подстанций.

Условие выбора трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}} \quad (98)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЗНОГ-220 (У1, УХЛ1)

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 18.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | | Тип | S, В·А | Кол-во приборов | Общая мощность |
|--------|---------------------------------------|--------|--------|-----------------|----------------|
| 1 | Частотомер | 7КТ130 | 2 | 2 | 4 |
| 2 | Вольтметр | 7КТ11 | 2 | 2 | 4 |
| 3 | Трёхфазный счётчик активной энергии | 7КТ116 | 2,4 | 2 | 4,8 |
| 4 | Трёхфазный счётчик реактивной энергии | 7КТ116 | 2,4 | 2 | 4,8 |
| 5 | Ваттметр | 7КТ130 | 5 | 2 | 10 |
| 6 | Варметр | 7КТ130 | 5 | 2 | 10 |

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 4 + 10 + 10 + 4,8 + 4,8 = 37,6 \text{ ВА} \quad (99)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 19.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчётные данные | Условия выбора |
|---------------------|------------------------------------|---------------------|
| $U_{ном} = 220$ кВ | $U_{уст} = 220$ кВ | $U_{ном} = U_{уст}$ |
| | Класс точности 0,2 | |
| $S_{ном} = 1000$ ВА | $S_{приб} = 37,6 \times 9 = 338,4$ | $S_{ном}$ |

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | S, В·А | Кол-во приборов | Общая мощность | |
|--------|---------------------------------------|--------|-----------------|----------------|-----|
| 1 | Частотомер | 7КТ130 | 2 | 4 | |
| 2 | Вольтметр | 7КТ11 | 2 | 4 | |
| 3 | Трёхфазный счётчик активной энергии | 7КТ116 | 2,4 | 2 | 4,8 |
| 4 | Трёхфазный счётчик реактивной энергии | 7КТ116 | 2,4 | 2 | 4,8 |
| 5 | Ваттметр | 7КТ130 | 5 | 2 | 10 |
| 6 | Варметр | 7КТ130 | 5 | 2 | 10 |

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4+4+10+10+4,8+4,8 = 37,6 \text{ ВА} \quad (100)$$

На сторону СН-35 выбираем трансформатор напряжения в соответствии с комплектацией – ЗНОЛ-СЭЦ-6, предназначенная для установки в комплектных распределительных устройствах.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 22.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | Кол-во приборов | Общая потребляемая мощность |
|---------------------------------------|---------|-----------------|-----------------------------|
| Частотомер | 7КТ1 30 | 2 | 4 |
| Вольтметр | 7КТ11 | 2 | 4 |
| Трехфазный счетчик активной энергии | 7КТ116 | 2 | 4,8 |
| Трехфазный счетчик реактивной энергии | 7КТ116 | 2 | 4,8 |
| Ваттметр | 7КТ1 30 | 2 | 10 |
| Ваттметр | 7КТ1 30 | 2 | 10 |

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|---|----------------|
| $U_{HT} = 40,5 \text{ кВ}$ | $U_H = 35 \text{ кВ}$ | U_{HT}, U_H |
| $S_H = 1600 \text{ ВА}$ | $S_{\text{приб}} = 37,6 \times 4 = 150,4$ | S_H, S_P |

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 4 + 10 + 10 + 4,8 + 4,8 = 37,6 \text{ ВА} \quad (101)$$

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При выборе защит необходимо руководствоваться требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ). Защищаемая линия имеет двухстороннее питание. На одиночных линиях с двухсторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

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

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

При необходимости прокладки специального кабеля использование продольной дифференциальной защиты должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты должны быть предусмотрены специальные устройства.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

1. Дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;

2. Токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;

Ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии ШЭ2607 011021 производства фирмы ОАО НПП «ЭКРА».

Дистанционная защита от междуфазных повреждений:

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

5.1 Расчет уставок срабатывания защиты

В связи с отсутствием информации при расчете не учитываем активное сопротивление.

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_{л} \quad (102)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения,

$$k_3 = 0,85$$

$Z_{л}$ – полное сопротивление линии.

$$Z_{л} = x_{ac240} \cdot l \quad (103)$$

где l – длина линии «Новокиевка - Февральск»,

$$l = 181 \text{ км}$$

x_{ac240} – удельное сопротивление провода АС – 240, $x_{ac240} = 0,429$.

$$Z_{л} = 0,429 \cdot 181 = 77,64 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 77,64 = 66 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{с.з.}^I = 0$ с.

1. Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям: согласование по чувствительности с первой ступенью защиты смежной линии:

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_{л} + k_{отс} \cdot Z_{с.з.см}^{(II)}) \quad (104)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k'_3 = 0,85$;

$Z_{с.з.}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (77,64 + 0,85 \cdot 47,36) = 100,21 \text{ Ом}$$

2. Отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{л} + \frac{(1-\Delta U)^2}{k_{ток}} \cdot Z_m \right) \quad (105)$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора, $\Delta U = 0,12$

Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ - коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$.

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(77,64 + \frac{(1 - 0,12)^2}{1} \cdot 119 \right) = 128,87 \text{ Ом}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

$128,87 > 112,59$, следовательно принимаем $Z_{с.з.}^{II} = 100,21 \text{ Ом}$.

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{II}}{Z_{\text{л}}} \geq 1,25 \quad (106)$$

$$K_{\text{ч}}^{II} = \frac{112,59}{77,64} = 1,45 > 1,25$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{\text{сз}}^{II} \geq t_{\text{сз.тр}} + \Delta t \quad (107)$$

где $t_{\text{сз.тр}}$ - выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt - ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной 0,5 с.

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

Уставка срабатывания третьей ступени.

Уставка выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{\text{с.з}}^{II} = \frac{U_{\text{мин.экспл}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}})} \quad (108)$$

где $U_{\text{мин.экспл}}$ - минимальное эксплуатационное напряжение;

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, $k_{\text{н}} = 1,2$

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 1,1$

$I_{\text{нагр}}$ - ток нагрузки, $I_{\text{нагр}} = 0,165 \text{ кА}$

$$\cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр}}) = I.$$

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{\text{мин.экспл}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{мин.экспл}} = 0,9 \cdot 220 = 198 \text{ кВ}$$

$$Z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = \frac{198}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,165 \cdot 1} = 262,43 \text{ Ом.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии. Коэффициент чувствительности третьей ступени:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{л.см}}}{K_{\text{ток}}}} \geq 1,2 \quad (109)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{262,43}{60,06 + \frac{19,89}{1}} = 3,28 \geq 1,2$$

Дальнее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора $t_{\text{сз.т(р)}}$ аналогичным способом:

$$t_{\text{сз}}^{\text{III}} \geq t_{\text{сз.т(р)}} + \Delta t \quad (110)$$

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

Принимаем: $Z_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 262,43 \text{ Ом}, t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 1 \text{ с.}$

Производим заключение о возможности применения защиты в качестве основной или резервной, для чего определяется остаточное напряжение на шинах при КЗ в конце первой ступени:

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_{\text{л}} \cdot I_{\text{к}}^I}{U_{\text{ср.ном}}} \cdot 100 \quad (111)$$

где $I_{\text{к}}^I$ - ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты.

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 28,314 \cdot 2,78}{230} \cdot 100 = 105,35\%$$

$$U_{\text{ост}} = 150\% > 60\%$$

Следовательно, данная защита может быть использована в качестве основной.

5.2 Дистанционная защита линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021

В терминале ШЭ2607 011021 уставки сопротивлений устанавливаются в именованных единицах, переведенные через коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения. В набор уставок дистанционной защиты входят:

- X1PP - реактивная зона охвата прямой последовательности;
- R1PP - активное сопротивление линии прямой последовательности;
- RFPP - резистивная зона охвата зоны дистанционной защиты;
- T1PP – выдержка времени.

Для первой ступени дистанционной защиты:

$$X_{IPP} = Z_{c3}^I \cdot \sin 77^\circ \quad (112)$$

$$X_{IPP} = 51 \cdot 0,97 = 49,47 \text{ Ом}$$

$$R_{IPP} = Z_{c3}^I \cdot \cos 77^\circ \quad (113)$$

$$R_{IPP} = 51 \cdot 0,22 = 11,22 \text{ Ом}$$

$$R_{FPP} = 1,5 \cdot X_{IPP} - R_{IPP} \quad (114)$$

$$R_{FPP} = 1,5 \cdot 49,47 - 11,22 = 62,9 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X_{IPP} = \frac{X_{IPP} \cdot K_{ТТ1}}{K_{ТН1}} \quad (115)$$

$$X_{IPP} = \frac{49,47 \cdot 120}{2200} = 2,69 \text{ Ом}$$

$$R_{IPP} = \frac{R_{IPP} \cdot K_{ТТ1}}{K_{ТН1}} \quad (116)$$

$$R_{IPP} = \frac{11,22 \cdot 120}{2200} = 0,612 \text{ Ом}$$

$$R_{FPP} = \frac{R_{FPP} \cdot K_{ТТ1}}{K_{ТН1}} \quad (117)$$

$$R_{FPP} = \frac{62,9 \cdot 120}{2200} = 3,43 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T_{1PP}=0$ с.

Для второй ступени дистанционной защиты:

$$X_{2PP} = Z_{C3}^{II} \cdot \sin 77^\circ \quad (118)$$

$$X_{2PP} = 112,59 \cdot 0,97 = 109,2 \text{ Ом}$$

$$R_{2PP} = Z_{C3}^{II} \cdot \sin 77^\circ \quad (119)$$

$$R_{2PP} = 112,59 \cdot 0,22 = 24,77 \text{ Ом}$$

$$R_{FPP} = 1,5 \cdot X_{1PP} - R_{1PP} \quad (120)$$

$$R_{FPP} = 1,5 \cdot 109,2 - 24,77 = 139,03 \text{ Ом}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X_{2PP} = \frac{X_{2PP} \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (121)$$

$$X_{2PP} = \frac{109,2 \cdot 120}{2200} = 5,9 \text{ Ом}$$

$$R_{2PP} = \frac{R_{2PP} \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (122)$$

$$R_{2PP} = \frac{24,77 \cdot 120}{2200} = 1,35 \text{ Ом}$$

$$R_{FPP} = \frac{R_{FPP} \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (123)$$

$$R_{FPP} = \frac{139,03 \cdot 120}{2200} = 7,58 \text{ Ом}$$

Выдержка времени $T_{2PP}=0,5$ с.

Для третьей ступени дистанционной защиты:

$$X_{3PP} = Z_{C3}^{III} \cdot \sin 77^\circ \quad (124)$$

$$X_{3PP} = 263,43 \cdot 0,97 = 255,52 \text{ Ом}$$

$$R_{3PP} = Z_{C3}^{III} \cdot \cos 77^\circ \quad (125)$$

$$R_{3PP} = 263,43 \cdot 0,22 = 57,9 \text{ Ом}$$

$$R_{FPP}=325,3 \text{ Ом.}$$

Пересчитаем уставки для вторичных цепей:

$$X_{3PP} = \frac{X_{3PP} \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (126)$$

$$X_{3PP} = \frac{255,52 \cdot 120}{2200} = 13,9 \text{ Ом}$$

$$R_{3PP} = \frac{R_{3PP} \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (127)$$

$$R_{3PP} = \frac{57,9 \cdot 120}{2200} = 3,2 \text{ Ом}$$

$$RFPP = \frac{RFPP \cdot K_{TT1}}{K_{TH1}} \quad (128)$$

$$RFPP = \frac{325,3 \cdot 120}{2200} = 17,7 \text{ Ом}$$

Выдержка времени ТЗРР=1

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии: IV и V. IV – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания IV ср $t_{ср}^{IV} = 0,3 \text{ с}$ и используется при оперативном ускорении. V ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

5.3 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.с.з}^I = k_3 \cdot I_{0.max} \quad (129)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_3 = 1,4$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

Для первого комплекта:

$$I_{0.max1} = 4,056 \text{ кА}$$

$$I_{0.с.з.1}^I = 1,4 \cdot 4,056 = 5,68 \text{ кА.}$$

По кривым спадаания тока определяется зона защищаемая отсечкой. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 25 % линии в максимальном режиме.

Из-за отсутствия данных выбор второй ступени не будем производить, опишем методику выбора.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.с.з}^{II} = k_3 \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{0.max}^{I(II)} \quad (130)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,
 $k_3 = 1,1$;

$I_{0.max}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{\text{ток}}$ - коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{\text{ток}} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}} \quad (131)$$

где $I_{0.з.выб}$ - ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ - ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.3}^{III} = k_3 \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{k.max}^{(3)} \quad (132)$$

где $k_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{\text{пер}} = 1$;

$k_{\text{нб}}$ - коэффициент небаланса, $k_{\text{нб}} = 0,1$.

$$I_{k.max}^{(3)} = 12,71 \text{ кА}$$

$$I_{0.c.3}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 12,71 = 0,28 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания третьей ступени должен быть отстроен от броска намагничивающего тока:

$$I_{0.c.3}^{III} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot C_6^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{расч}}} \quad (133)$$

где $C_6^{(1)}$ - коэффициент затухания броска тока, $C_6^{(1)} = 0,46$;

$x_{\text{расч}}$ - расчетное сопротивление контура включения трансформатора.

$$x_{\text{расч}} = x_{\text{т}} + x_{\text{с}} + x_{\text{л}} \quad (134)$$

$$x_{\text{расч}} = 116 \text{ Ом}$$

$$I_{0.c.3}^{III} = \frac{110 \cdot 0,46}{\sqrt{3} \cdot 116} = 0,134 \text{ кА}$$

Принимаем $I_{0.c.3}^{III} = 0,28 \text{ кА}$, $t_{0.c.3}^{III} = 1 \text{ с}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при

металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0.\text{min}}}{I_{0.\text{с.ч}}^{\text{III}}} \quad (135)$$

где $I_{0.\text{min}}$ - ток в конце смежного участка, $I_{0.\text{min}} = 1$ кА.

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{1}{0,28} = 3,5$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = 3,5 > 1,2.$$

Третья ступень защит выполняется, как правило, с органом направления мощности.

Токовая защита нулевой последовательности линии, реализованная в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021

Перевод уставок с электромеханических реле на уставки в микропроцессорном терминале ШЭ2607 011021 осуществляется по следующей формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{k_{\text{тт}} \cdot 1} \cdot 100 \quad (136)$$

Приведем пример расчета для первой ступени:

$$I_{\text{ср}}^{\text{I}} = \frac{3,58}{120 \cdot 1} \cdot 100 = 2,98\%$$

5.4 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает

наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

Ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{\text{сз.МТО}} = K_3 \cdot I_{\text{К1}}^{(3)} \quad (137)$$

где K_3 - коэффициент запаса по избирательности, $K_3 = 1,2$.

$$I_{\text{сз.МТО}} = 1,2 \cdot 12,71 = 15,25 \text{ кА.}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка (принимается двухфазное КЗ в точке К1):

$$K_{\text{ч.МТО}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТО}}} > 2 \quad (138)$$

$$K_{\text{ч.МТО}} = \frac{12,71}{15,25} = 0,83 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

5.5 Автоматика на ПС Февральск

На подстанции Февральск установлены следующие виды автоматики, предназначенные для ликвидации аварийных режимов:

- Система АВР должна соответствовать следующим главным требованиям:

- Возможность действия устройства АВР должна быть обеспечена при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах (последнее – при отсутствии АПВ шин);

- при отключении выключателя рабочего источника питания устройство АВР должно выключать без дополнительной выдержки времени выключатель резервного источника питания. При этом должна обеспечиваться однократность действия устройства;

- для обеспечения действия АВР при обесточивании питаемого элемента в связи с исчезновением напряжения со стороны питания от рабочего источника и при отключении выключателя с приемной стороны (например, для случаев, когда защита рабочего элемента действует только на отключение выключателей со стороны питания) в схеме АВР необходимо предусмотреть пусковой орган напряжения (ПОН). При исчезновении напряжения на питаемом элементе и при наличии напряжения со стороны питания от резервного источника ПОН должен действовать с выдержкой времени на отключение выключателя рабочего источника питания с приемной стороны: ПОН АВР не предусматривают, если рабочий и резервный элементы имеют один источник питания;»[17]

- 70% всех повреждений самоустраняющиеся, поэтому часто при повторных включениях, допустим вышедшей из строя линии она снова входит в нормальный режим работы, причины таких аварий: погодные явления (сильный ветер), животные и другие причины. Для устранения таких аварий используют АПВ (автоматическое повторное включение), оно предназначено для повторного включения, отключившегося при действии релейной защиты выключателя через определённое время; бывает однократного, двукратного и трехкратного действия.

- «Устройства АЧР предназначены для предотвращения снижения частоты ниже заданного предела и восстановления её до нормальных эксплуатационных значений в случаях возникновения дефицита генерируемой активной мощности в энергосистеме или отдельных её частях путем отключения части нагрузки. В качестве измерительного органа в схемах АЧР используются реле частоты, срабатывающие при снижении частоты до заданной уставки и запускающие схемы, которые с установленной выдержкой времени действуют на отключение присоединений, подключенных к АЧР, и запрет их АПВ. В плане размещения устройств АЧР все очереди разбиваются с точностью 0,1 Гц. Точность измерения частоты зависит от типа применяемого в схеме реле частоты. Устройства АЧР, для измерения частоты в которых применяется реле РЧ-1, имеют разброс параметров срабатывания 0,2-0,3 Гц в зависимости от изменения напряжения оперативного тока, контролируемого напряжения, температуры окружающей среды. Поэтому, при оценке правильности работы устройств АЧР с данным типом реле, необходимо учитывать погрешности этих реле. На ПС с микропроцессорными устройствами РЗА, все чаще находит применение способ совмещения различных функций устройств релейной защиты в одном устройстве. Устройство АЧР может совмещаться с устройством контроля напряжения на секциях 6 кВ, АВР и ЗМН 6 кВ. Такие устройства необходимо включать в перечень оборудования, соответствующего уровня оперативного управления и учитывать при рассмотрении оперативных заявок.»[16]

6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

«По средствам мер электробезопасности электротехническое оборудование (установки) подразделяются на:

-электроустановки выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими — более 500А — токами замыкания на землю);

-электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

-электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

-электроустановки до 1 кВ с изолированной нейтралью.» [6]

Под эффективно заземленной нейтралью понимают трехфазную сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4

Под коэффициентом замыкания на землю понимается отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Под электрической сетью с глухозаземленной нейтралью понимают присоединенную нейтраль электрооборудования (генератор, трансформатор) напрямую к заземляющему устройству, либо через небольшое сопротивление, пример такого сопротивления трансформатор тока.

Под электрической сетью с изолированной нейтралью понимают нейтраль электрооборудования (генератор, трансформатор) изолированную (то есть не подключенную) к заземляющему устройству, либо присоединенную через приборы (сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и другие), такие приборы имеют большое сопротивление.

Заземлитель называется металлические штырь, устанавливаемые в грунт подстанции, и присоединенный к электроустановке, для его безопасной эксплуатации, а так же для безопасности персонала, чтобы избыточный ток уходил по меньшему сопротивлению. Приведем пример системы заземления,

молниеотвод и система заземления, для молниеотвода необходимо по нормативным документам как минимум три заземлителя, так как если не установить заземление току не куда будет протекать. Система заземления: электрооборудование - соединительные провода - заземление.

Заземление предназначены для разных работ и поэтому имеют следующие виды: защитное заземление (для обеспечения безопасности персонала, например снятия с корпуса оборудования напряжения), рабочее заземление (заземление которое позволяет в нормальном режиме работать электрической установке) , молниезащитное (заземление используемое для установок, зданий или сооружений защиты от импульсных перенапряжений возникающих под действием молнии)

Если на заземлитель подать потенциал, то в точках земли, расположенных в непосредственной близости от него, возникнут потенциалы, измеряемые относительно удаленной точки. С удалением от места расположения заземлителя потенциал уменьшается и в удаленных точках близок к нулю. Таким образом, в качестве точек нулевого потенциала могут служить точки, достаточно удаленные от заземлителя.

Исходные данные в расчете заземлителя, требуемые в дальнейшем:

Номинальное напряжение: 220 кВ

Число ячеек: 10 шт.

Число ВЛЭП в схеме ОРУ: 5 шт. Климатическая зона: 3

Сечение ВЛ: 300 мм²

Толщина первого слоя грунта: 0,35 м. Ток короткого замыкания: 6,684 кА
Время срабатываия защиты: 0,3 с.

Верхний слой: почва

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта: 61 Ом·м

Вспомогательный коэффициент для стали: 21

Ток молнии: 55 кА

Коэффициент сезонности для третьей климатической зоны: 1,25

Длина ПС: 140 м Ширина ПС: 68 м

Расчет удельного сопротивления грунта. Уже известно удельное сопротивление верхнего слоя грунта, для нахождения удельного сопротивления грунта второго слоя используем формулу:

$$p_1 = \frac{p_1}{\phi} \quad (139)$$

$$p_1 = \frac{61}{1,25} = 48,8.$$

Расчитываем контур заземления сетки:

Площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС.

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2) \quad (140)$$

$$S = (140 + 1,5 \cdot 2) \cdot (68 + 1,5 \cdot 2) = 10150 \text{ м}^2$$

Определяем сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{сз}}}{400 \cdot B}} \quad (141)$$

Определяем сечение прутка по коррозийной стойкости:

Средние значения коэффициентов, зависящих от грунта:

$$a = 0,243 \ln$$

$$a_1 = 0,041$$

$$a_2 = 0,003$$

$$a_3 = 0,005$$

Время использования заземления в месяцах 240.

$$S = a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 + a_1(T) + a_0 \quad (142)$$

$$\begin{aligned} S_{\text{ср}} &= 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,003 \cdot \ln(240)^2 + 0,041 \cdot \ln(240) + 0,243 \\ &= 0,932 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

Определяем сечение по коррозийности:

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d_{\text{пр гор}} + S_{\text{ср}}) \quad (143)$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,9 \text{ мм}^2$$

Для выполнения условия $F_{\text{мехпроч}}$ должна быть больше $F_{\text{мин}}$.

$$F_{\text{мин}} = F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} \quad (144)$$

$$F_{\text{мин}} = 31,9 + 39,945 = 71,919 \text{ мм}^2.$$

Как мы наблюдаем, условие выполняется. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос:

$$w' = \frac{B}{a_{\text{гор}}} \quad (145)$$

где $a_{\text{гор}}$ -расстояние между полосами сетки;

$$w' = \frac{A}{a_{\text{гор}}} \quad (146)$$

$$w_1 = \frac{68}{6} = 11,333 = 12 \text{ м.}$$

$$w_2 = \frac{140}{6} = 23,333 = 24 \text{ м.}$$

$$L_{\text{гор}} = A \cdot w + B \cdot w \quad (147)$$

$$L_{\text{гор}} = 140 \cdot 12 + 68 \cdot 24 = 3312 \text{ м.}$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели:

$$l_{\text{гор}} = \sqrt{S} \quad (148)$$

$$l_{\text{гор}} = \sqrt{10150} = 100,762 \text{ м.}$$

Определяется число ячеек:

$$m = \frac{L_{\text{гор}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (149)$$

$$m = \frac{100,762}{2 \cdot \sqrt{10150}} - 1 = 6,254 = 7$$

Определяется длина стороны ячейки:

$$L_{\text{ячейки}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (150)$$

$$L_{\text{ячейки}} = \frac{\sqrt{10150}}{7} = 14,395 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m + 1) \quad (151)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{10150} \cdot (7 + 1) = 1612 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{12} \quad (152)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{10150}}{12} = 33,587 = 34$$

Принимаем количество вертикальных электродов 34.

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта:

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{10150}} = 0,05$$

$$R_{1s} = p_1 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad (153)$$

$$R_{1s} = 61 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{10150}} + \frac{1}{1612 + 34 \cdot 5} \right) = 0,095 \text{ Ом.}$$

$$R_{2s} = p_2 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \quad (154)$$

$$R_{2s} = 48,8 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{10150}} + \frac{1}{1612 + 34 \cdot 5} \right) = 0,076 \text{ Ом.}$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$a_{и1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5}}{(p_1+320) \cdot (I_M+45)}} \quad (155)$$

$$a_{и1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10150}}{(61+320) \cdot (55+45)}} = 1,992$$

$$a_{и2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5}}{(p_2+320) \cdot (I_M+45)}} \quad (156)$$

$$a_{и2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10150}}{(48,8+320) \cdot (55+45)}} = 2,024.$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и1} = R_{1s} \cdot a_{и1} \quad (157)$$

$$R_{и1} = 0,095 \cdot 1,992 = 0,189 \text{ Ом}$$

$$R_{и2} = R_{2s} \cdot a_{и2} \quad (158)$$

$$R_{и2} = 0,076 \cdot 2,024 = 0,15 \text{ Ом}$$

Расчет молниезащиты состоит в расположении, выбора и проверки зон защит молниеотводов. Для нашей подстанции целесообразно выбрать 10 молниеотводов. Установим защиту на уровне линейных порталов, ошиновки и разъединителей.

Для этого произведем расчет защиты на уровне земли и первого защищаемого объекта,

Высота молниеотвода:

$$H = 30 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4, 4 и 5, 5 и 6:

$$L_{m12} = 23,4 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot H \quad (159)$$

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1.0} = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (160)$$

$$r_{1.0} = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии $L_m \leq H$:

$$r_{c1.0} = r_{1.0} = 31,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{1c.r} = h_{\text{эф1}} = 25,5 \text{ м.}$$

На уровне первой зоны защиты:

$h_{ii} = 17,2 \text{ м}$ – высота защищаемого объекта (линейного портала, ошиновки)

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.1x} = r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_{li}}{h_{эф1}}\right) \quad (161)$$

$$r_{1.1x} = 31,2 \cdot \left(1 + \frac{17,2}{25,5}\right) = 10155 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{1.1cx} = r_{1.1x} = 10,155 \text{ м.}$$

На уровне второй зоны защиты:

$h_{2i} = 4,35 \text{ м}$ – высота защищаемого объекта (разъединитель) Радиус внутренней зоны:

$$r_{1.2x} = r_{1.0} \cdot \left(1 - \frac{h_{2i}}{h_{эф1}}\right) \quad (162)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{1.2cx} = r_{1.2x} = 25,878 \text{ м.}$$

Дальнейшие расчеты идентичны, значения могут меняться в зависимости от условия расстояний между молниеотводами.

Расстояние между молниеотводами 1 и 7, 3 и 8, 4 и 9, 6 и 10:

$$L_{м17} = 54,7 \text{ м.}$$

$$h_{эф2} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

$$r_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии $H \leq L_m \leq 2H$:

$$r_{c2.0} = r_{2.0} = 31,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты при этом условии будет равна:

$$h_{2c.r} = h_{\text{эф2}} - (0,17 - 0,0003 \cdot H) \cdot (L_{m17} - H) \quad (163)$$

$$h_{2c.r} = 25,5 - (0,17 - 0,0003 \cdot 30) \cdot (54,7 - 30) = 21,079 \text{ м}$$

На уровне первой зоны защиты:

$$r_{2.1x} = r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.2i}}{h_{\text{эф2}}}\right) \quad (164)$$

$$r_{2.1x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{17,2}{25,5}\right) = 10,155 \text{ м}$$

$$r_{2.1cx} = r_{c02} \cdot \left(\frac{h_{2c.r} - h_{1.2i}}{h_{2c.r}}\right) \quad (165)$$

$$r_{2.1cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,079 - 17,2}{21,079}\right) = 5,741 \text{ м.}$$

На уровне второй зоны защиты:

$$r_{2.2x} = r_{2.0} \cdot \left(1 - \frac{h_{1.2i}}{h_{\text{эф}2}}\right) \quad (166)$$

$$r_{2.2x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{4,35}{25,5}\right) = 25,878 \text{ м}$$

$$r_{2.2cx} = r_{c2.0} \cdot \left(\frac{h_{2c.r} \cdot h_{1.3i}}{h_{2c.r}}\right) \quad (167)$$

$$r_{2.2cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,079 - 4,35}{21,079}\right) = 24,761 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 7 и 8, 8 и 9, 9 и 10:

$$L_{m78} = 52 \text{ м.}$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

$$r_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны на уровне земли при условии $H \leq L_m \leq 2H$:

$$r_{c3.0} = 31,2 \text{ м.}$$

$$h_{3c.r} = h_{\text{эф}3} - (0,17 - 0,0003 \cdot H) \cdot (L_{m78} - H)$$

На уровне первой зоны защиты:

$$r_{3.1x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{17,2}{25,5}\right) = 10,155$$

$$r_{3.1cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,562 - 17,2}{21,562} \right) = 6,312 \text{ м.}$$

На уровне второй зоны защиты:

$$r_{3.2x} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{4,35}{25,5} \right) = 25,878$$

$$r_{3.2cx} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,562 - 2,5}{21,562} \right) = 24,906 \text{ м.}$$

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Строительство, реконструкция, замена оборудования, любая масштабная работа в энергетической системе предполагает экономический расчёт, средства на предполагаемую работу выделяется государством. Выделяемая сумма отмечается не маленьким бюджетом, поэтому и ответственность за нее большая. Эффективное использование этих средств позволяет обеспечить высокие темпы электрификации страны. Поэтому запросе на средства требуется внимательно обосновать своё техническое решение по экономическим расчетам сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Главная оценка экономически 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.

Демонтаж оборудования делится на два подразделяющих, на оборудование которое останется в дальнейшем в эксплуатации и на оборудование, которое не останется в дальнейшем в эксплуатации, его следует разобрать. Каждый такой критерий определяется своими усредненными коэффициентами.

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. 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 «Февральск» в демонтаж оборудования входят некоторые масляные выключатели. На стороне высокого напряжения 220кВ, была проведена замена двух масляных выключателей типа У-220/2000-25 У1 на более надежные и усовершенствованные элегазовые выключатели типа 242PMR40-30 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 28

Таблица 23 – 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 двух масляных выключателей на стороне высокого напряжения 220 кВ:

$$k_{\text{дем. в. 220}} = 10,7 \cdot 2 = 21,4 \text{ тыс.руб.}$$

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

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

Капиталовложения демонтажирования пяти масляных выключателей на стороне напряжением 35 кВ:

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

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 220 кВ:

$$k_{\text{я.в.220}} = 12500 \text{ тыс. руб. Для ячейки 110 кВ:}$$

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

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

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

$$k_{\text{я. в. 110}} = 7000 \cdot 3 = 21000 \text{ тыс. руб.}$$

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

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

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 220 кВ с учетом цены за 1 м² равна:

$$k_{\text{рек.ПС}} = (k_{\text{дем.в 220}} + k_{\text{дем.в 110}} + k_{\text{дем.в 35}} + k_{\text{я.в 220}} + k_{\text{я.в 110}} + k_{\text{круп 35}} + k_{\text{я 220}}) \cdot 7,14 \quad (168)$$

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

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

$$k_{\text{рек. ПС}} = (21,4 + 49,7 + 7 + 37500 + 49000 + 85000 + 11200) \cdot 7,14 = 1225000 \text{ тыс. руб.}$$

7.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле:

$$I_{\text{ПС}} = I_{\text{ЭР}} + I_{\text{АМ}} \quad (169)$$

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле

$$I_{\text{ЭР}} = a_{\text{тэоПС}} \cdot k_{\text{рекПС}} \quad (170)$$

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

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

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

$$I_{\text{ам}} = \frac{k_{\text{рек ПС}}}{T_{\text{сл}}} \quad (171)$$

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

Издержки равны:

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

7.3 Определение среднегодовой эксплуатационных затрат

Затраты определяются по формуле:

$$З = E_{\text{н}} \cdot k_{\text{рек ПС}} + I. \quad (172)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности

$$E = \frac{1}{T_{\text{н}}} \quad (173)$$

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

7.4 Срок окупаемости проекта

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

Рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{АМ}}} \quad (174)$$

где $\Pi_{\text{ч}}$ - 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:

$$\Pi_{\text{ч}} = O - I_{\Sigma} - N_{\text{п}} \quad (175)$$

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

I_{Σ} - издержки, тыс. руб.;

$N_{\text{п}}$ - налог на прибыль, равна 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}} \quad (176)$$

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

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

Полезный отпуск рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad (177)$$

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

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

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

$$H_{\text{П}} = 0,2 \cdot (O - И_{\Sigma}) \quad (178)$$

$$H_{\text{П}} = 0,2 \cdot (1558000 - 86130) = 294300 \text{ тыс. руб}$$

Чистая прибыль рассчитываем:

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

Теперь находим срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1225000}{1177000 + 61250} = 1,012 \text{ г.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Как и другое сложное и высокотехнологическое электрооборудование, эксплуатация оборудования трансформаторной подстанции требует особенно бережного отношения и тщательного соблюдения требования безопасности. Обычно «Межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках» уже содержат в себе рекомендации, которые нужно выполнять неукоснительно для того, чтобы не допустить аварийной ситуации. К сожалению, никто не совершенен, и людям свойственно совершать ошибки, которые могут привести к аварии и в худшем случае к гибели людей.

8.1.1 Охрана труда на ПС

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;
- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции а также защита оборудования от волн

перенапряжений;

- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радиофикация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и

водопровода.

Предусмотрены следующие охранные мероприятия:

- ограда по периметру подстанции;
- наружное освещение, включаемое при необходимости.

8.1.2 Безопасность при строительных и грузоподъемных работах

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться “Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов”.

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- 1) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- 2) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- 3) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- 4) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего

крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;

5) выполнять работы под линиями электропередачи;

б) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

8.1.3 Безопасность при эксплуатации установок ПС

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания;

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 6 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

8.1.4 Противопожарные мероприятия

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 40 м³ каждый. Пожаротушение осуществляется насосами марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5 м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м³/час от существующей скважины.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 10 л/сек.

Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 40 м³.

6.1.5. Порядок тушения пожара на энергообъекте

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для

их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

8.2 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 автотрансформатора мощностью 63 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: Автотрансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ)

Типовая мощность трансформатора: 63 МВА

Класс напряжения: 220 кВ

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 зданиям домов отдыха, пансионатов: 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 масла (системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$): $L_{PA} = 105 \text{ дБА}$.

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять АТ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

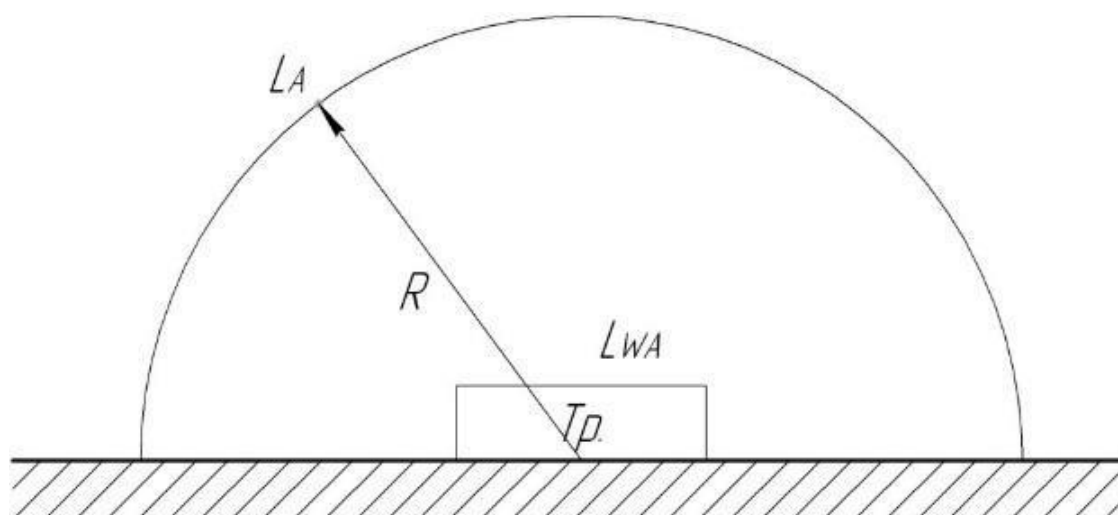


Рисунок 8 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение, скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (179)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1m^2$$

При оценке шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте по ГОСТ 12.1.003 уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора (более 30 м) определяют по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (180)$$

где $S = \pi R^2$

Максимальное среднее квадратическое отклонение скорректированного уровня звуковой мощности трансформатора, при условии соблюдения требований настоящего стандарта, не превышает 4 дБА.

На ПС расположены 2 АТ и они расположены относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 4. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l – известно (из проекта).

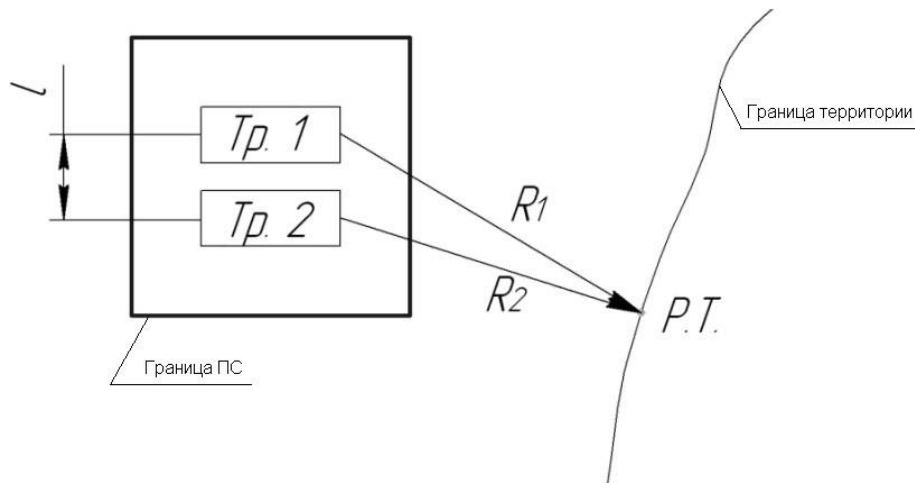


Рисунок 9 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}} \quad (181)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 105} = 108,1 \text{ дБа} \quad (182)$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R)=DU_L$. Тогда $R = R_{min}$.

$$DU_{LA} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0} \quad (183)$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2\pi}}; \quad (184)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(105-45)}}{2\pi}} = 564,17 \text{ м.}$$

Вывод: Любое $R \geq R_{min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{min}=L_{cзз}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

8.3 Чрезвычайные ситуации

К возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) на подстанции могут привести: неправильные действия оперативного персонала, метеоусловия, экологическая ситуация. Причинами возникновения ЧС могут быть: выход из строя какого-либо оборудования, отключение электроэнергии, возникновение пожара, ураганные ветры, сильные морозы. При ЧС могут быть нанесены различные виды ущерба: гибель людей, материальный ущерб от выхода из строя оборудования, экономический ущерб. Пожарная безопасность на подстанции Согласно ГОСТ 12.1.004-91 и ГОСТ 12.1.044-89 , электроустановки высокого напряжения требуют к себе постоянного внимания с точки зрения повышенной пожароопасности. Необходимы

неукоснительное соблюдение всеми работниками подстанции правил ПБ и проведение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности: - регулярное проведение занятий по умению пользоваться средствами пожаротушения и оказанию первой медицинской помощи; – проверка наличия и исправности средств индивидуальной защиты; – принятие строгих мер к нарушителям техники пожарной безопасности. На проектируемой подстанции пожарная опасность обусловлена наличием в электрооборудовании горючих материалов (трансформаторное масло, изоляция кабелей). Наибольшая опасность исходит от маслonaполненных электроустановок (силовые трансформаторы, выключатели). Витковые замыкания в трансформаторе сопровождаются выделением газовой смеси. В случае несрабатывания газовой защиты возможен взрыв трансформатора и выброс горящего масла на территорию ОПУ, вследствие чего может пострадать и другое оборудование. Из-за этого трансформаторы устанавливаются на фундамент из негорючих материалов и устанавливают маслоотводы, во избежание растекания масла. 48 БР.13.03.02.828.2016 Согласно ГОСТ 12.1.004-91, в зависимости от характера веществ, используемых в производстве, производственные объекты подразделяются по пожарной и взрывной опасности. Согласно этого ГОСТа, здания и сооружения регламентируются по степеням огнестойкости. Здание ОПУ на подстанции имеет степень огнестойкости II. Оно имеет два эвакуационных выхода размером 140x200 см, расстояние до которых из комнаты дежурного составляет 12 и 30 м соответственно. На силовом оборудовании предусмотрены тепловые датчики, которые действуют на сигнал и на отключение оборудования. В помещении ОПУ на подстанции предусмотрены следующие средства пожаротушения: пожарный щит с необходимыми инструментами для тушения пожара (топор, лопаты, ломик, ведра), ящик с песком и огнетушители типа ОУ8. Эти средства имеются в ОПУ на подстанции в двух экземплярах: одни на одной стороне ОПУ, другие – на

другой стороне. Для тушения пожара силовых трансформаторов на подстанции имеются специально подведенные к ним пожарные краны, вода в которые поступает из резервуара с водой на подстанции. При возникновении очагов пожара, дежурные сперва докладывает диспетчеру, а затем звонит в пожарную охрану, при этом руководителем тушения пожара на подстанции до их прибытия является старший по должности. Предотвращение ЧС, их уменьшение и прогнозирование возможно с помощью «дерева отказов».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном выпускной квалификационной работе, я рассмотрел тему «Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 Кв подстанция Новокиевка – подстанция Февральск с отпайкой на подстанцию Уландочка», в котором произвел расчеты и предоставил к ним графическую часть в формате листов А1, а именно подсчитал токи короткого замыкания, все результаты представлены в таблицах, произвел расчет и замену устаревшего оборудования на подстанции Февральск, выключатели и некоторое оборудование на новые элегазовые установки, в целях модернизации подстанции и её надежности. Произведена замена открытого распределительного устройства на комплектное распределительное устройство. Были проверены силовые автотрансформаторы по их нагрузке и так же в них был установлен терминал ШЭ 2607 042 отечественного предприятия «ЭКРА». Так же дополнительно установлены и проверены по зонам защит молниезащита открытого распределительного устройства 220 кВ, а также была проложена в грунт сетка заземления. Проведена проверка по технико-экономическому расчету.

По ходу работы с выпускной квалификационной работой при прочтении литературы, я освоил множество информации, которая обязательно поможет в дальнейшей моей профессии.

И в заключении хочется отметить о выгоде данного проекта, так как по мимо добавления ячейки была произведена реконструкция старого оборудования, что приведет к повышению качества и снижению потерь электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Электрические системы и сети : учебное пособие / В.М. Блок. – М. : Высшая школа, 1986. – 430 с.
- 2 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов : учебное пособие / В. М. Блок, Г.К. Обушев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : «Высшая школа» 1990. - 383 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин, А.В. Электрические системы и сети : учебное пособие / А.В. Лыкин. – Новосибирск : Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 6 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
- 8 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.
- 9 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

- 10 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б. : Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.
- 11 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М. : Энергоатомиздат, 1986.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков, К.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи : учебное пособие / К.П. Крюков, Б.П. Новгородцев. – 2-е изд.
– Л. : Энергия, 1979.
- 14 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебное пособие / В.А. Андреев. – М : «Высшая школа», 1991.
- 15 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режимдоступа : <http://www.rastrwin.ru>. – 20.02.2016
- 16 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб. : Издательство Деан, 2001.
- 17 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб. : Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
- 19 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. – 432 с.
- 20 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

- 21 Корнилович, О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах : справочник электромонтажника / О.П. Корнилович. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.
- 22 Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В.В. Красник. – М. : ЭНАС,
- 23 МинЭнерго [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 22.07.2008. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru>. – 20.05.2016
- 24 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю.В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2008.— 272 с.
- 25 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев., О. В. Савченко. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 26 Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики : учеб. пособие. / В.Н. Костин. - СПб. : СЗТУ, 2006. - 120 с.
- 27 Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3» : руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев. – Екатеринбург : программное обеспечение 2013. – 266 с.
- 28 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учеб. пособие / Л.Д. Рожков, В.С. Козулина. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.
- 29 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 30 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.