

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ОРУ 110 кВ понизительной подстанции

Обучающийся

А.А. Глебов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена разработке проекта реконструкции электрической части ОРУ 110 кВ понизительной ПС 110 кВ Восточная. Подстанция обеспечивает электроэнергией потребителей восточной и наиболее населенной части г. Балаково Саратовской области. Реконструкция ОРУ подстанции обеспечит опережающее развитие малого и среднего бизнеса в пригородной части Балаковского района, а также повысит надежность электроснабжения городских потребителей.

Выбор мощности силовых трансформаторов производился на основании анализа летнего и зимнего графика электрических нагрузок, а также с учетом перспектив увеличения нагрузок.

Компоновка ОРУ и генеральный план подстанции с расположением оборудования, зданий и сооружений выбраны с учетом рекомендаций, изложенных в альбоме типовых технических решений, стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01 -3.1-002-2016).

Выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ, на основании которого выбрано и испытано основное электрооборудование ОРУ 110 кВ.

Произведен расчет заземляющего устройства и выбран способ устройства молниезащиты всей территории понизительной подстанции.

Содержание

Введение	4
1 Описание объекта, постановка задач и анализ исходной информации.....	6
1.1 Общая характеристика объекта.....	6
1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения.....	7
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	9
3 Техничко-экономическое обоснования выбора оборудования.....	19
4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции и основных конструктивных решений.....	23
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений.....	23
4.2 Выбор основных конструктивных решений.....	25
5 Расчет токов короткого замыкания.....	27
6 Выбор электрических аппаратов.....	32
6.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	32
6.2 Выбор разъединителей.....	37
6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	40
6.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	46
7 Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд.....	50
7.1 Выбор оперативного тока.....	50
7.2 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	50
8 Выбор релейной защиты.....	51
9 Расчет заземляющих устройств.....	55
10 Расчет молниезащиты.....	66
Заключение.....	73
Список используемых источников.....	74

Введение

Потребление энергии является необходимым условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения состояния его жизни.

История цивилизации - это история изобретения все новых и новых способов преобразования энергии, освоения новых ее источников и, как следствие, увеличения энергопотребления.

В современном мире энергия является основой развития базовых отраслей, определяющей прогресс общественного производства. Во всех промышленно развитых странах темпы развития энергетики опережают темпы развития других отраслей.

В то же время энергия является одним из источников неблагоприятного воздействия на окружающую среду и человека. Он влияет на атмосферу (потребление кислорода, выбросы газов, влаги и твердых частиц), гидросферу, биосферу (токсичные выбросы) и литосферу (потребление ископаемого топлива, изменение ландшафта).

В России более 90% существующего потенциала электроэнергетики объединено в единую энергосистему (ЕЭС) России, которая охватывает всю населенную территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является одной из крупнейших в мире централизованно контролируемые энергетические ассоциации.

В Единую энергетическую систему входят электростанции таких производителей электроэнергии, как ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом», Группа компаний «Интер РАО» и др., распределительные, ответвительные и понижающие подстанции, а также воздушные и кабельные линии электропередачи, связывающие все объекты воедино.

Энергосистема разделена между административными районами страны на электрические районы распределительных сетей. Каждая из них обеспечивает электроэнергией как бытовых, так и промышленных потребителей.

Одними из основных элементов распределительной сети являются распределительные, ответвительные и понижающие подстанции.

Поддержание в исправном состоянии оборудования, а также проведения плановых работ в рамках текущей эксплуатации, выполнения реконструкции подстанций, при необходимости, является неотъемлемой частью работы сетевых организаций.

Тема моей выпускной квалификационной работы - реконструкция ОРУ 110 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ.

1 Описание объекта, постановка задач и анализ исходной информации

1.1 Общая характеристика объекта

Подстанция 110 кВ Восточная в административном отношении расположена в восточной части города Балаково Саратовской области, в одном из самых густонаселенных районов. Введена в эксплуатацию в 1984 году.

Подстанция расположена на равнинной местности, с общим уклоном местности на запад. В основании фундаментов залегают глины желтовато-бурые с мелкими известняковыми стяжками, полутвердой консистенции и суглинки твердые и полутвердые. Грунты не просадочные, не набухающие, плотные. Грунтовые воды залегают на глубине более 5 метров. Глубина промерзания грунтов 1,5 м.[17]

Строительные конструкции сооружений подстанции разработки с применением сборных железобетонных и металлических элементов.

Подстанция находится на балансе Северо-Восточного производственного объединения, филиала ПАО «Россети Волга» - «Саратовские распределительные сети» и обеспечивает электроснабжение не только бытовых потребителей, но и малых промышленных и непромышленных предприятий, расположенных внутри города.

Потребителями, получающими электроэнергию от ПС 110 кВ Восточная, являются граждане-потребители, проживающие в многоквартирных домах (МКЖД), а также потребители - юридические и приравненные к ним лица, подавляющее большинство относятся к III категории по надежности электроснабжения. К потребителям II категории относятся некоторые потребители - юридические лица, такие как медицинский центр МСЧ-156 - "ФГУЗ ГМЦ ФМБА России" и продовольственный супермаркет "Магнит" - ПАО "Тандер"

Суммарная нагрузка потребителей III категории составляет 11 МВт, потребителей II категории - 2 МВт.

Быстрые темпы развития региона определяют развитие электросетевого комплекса. Вновь строящимся Московским железным дорогам требуется все больше мощностей, которых на данный момент нет у этой подстанции. Расчетная потребляемая мощность 3 МВт.

Помимо МКЖД планируется построить маслоэкстракционный завод II категории по надежности электроснабжения, расположенный в 2 км от черты города и в 7 км от самой подстанции. Расчетная потребляемая мощность - 6 МВт.

1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения

Основным источником электроэнергии для ПС 110 кВ Восточная является ФСК «ЕЭС» - Нижневолжское ПМЭС, а именно узловая подстанция ПС 220 кВ «Центральная». Питание осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ, приходящей на ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная, собранное по схеме «4Н» - схема «мостика» с ремонтной перемычкой со стороны линии, собранная без выключателей. Длина ВЛ 110 кВ составляет 5 км на каждую цепь.

Подстанция является двухтрансформаторной. Силовые трансформаторы марки ТДН-15000-110/10У1. В отличие от классической схемы «4Н», выключатели на стороне ВН изначально заменены на отделители.

При разработке проекта реконструкции ОРУ 110 кВ понизительной подстанции ПС 110 кВ Восточная имеются следующие исходные данные:

- Однолинейная схема ПС приведена на рисунке 1;
- Планируемая нагрузка с учетом существующей - 22 МВт;
- Номинальное напряжение на стороне ВН - 110 кВ, на стороне НН - 10 кВ;

- Потребители I категории отсутствуют, потребители II категории - 30%;
потребители III категории - 70%;
- Климатические условия района расположения ПС соответствуют климатическому району - II₅;
- Район по пляске проводов - II;
- Степень загрязненности атмосферы - II;
- Нормативная снеговая нагрузка 100 кг/м²;
- Продолжительность гроз в среднем - 20,05 ч;
- Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{охл}} = 7^{\circ}\text{C}$.

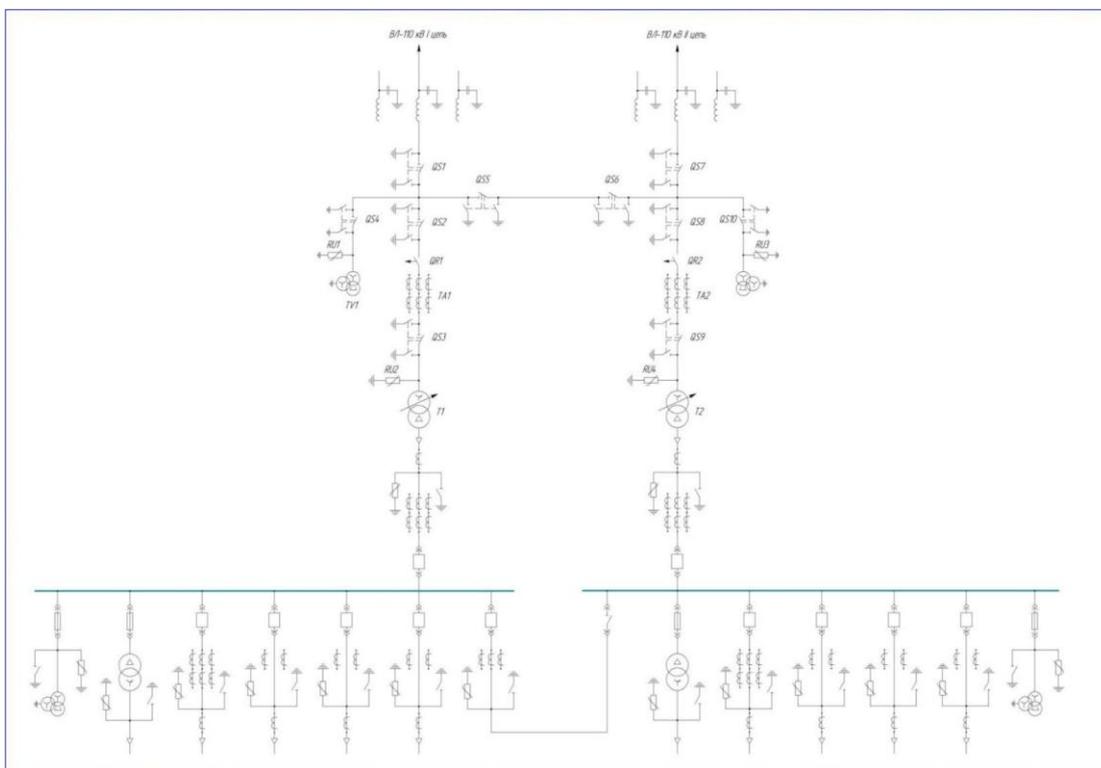


Рисунок 1 - Однолинейная схема ПС 110 кВ Восточная.

Вывод. Проведя анализ существующей схемы компоновки ОРУ 110 кВ принимаем решение о замене отделителей на высоковольтные выключатели и установке современных измерительных трансформаторов тока и напряжения.

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

По возможности выбираем трехфазные силовые трансформаторы или, в случае, когда это невозможно, можно использовать группу из трех однофазных трансформаторов. Также трансформаторы должны быть снабжены устройством регулирования напряжения обмотки ВН, предпочтительно устройством РПН. Определение надежности электроснабжения, основанное на категории потребителей, требует учета различных факторов. Одним из них является количество и мощность силовых трансформаторов на понизительной подстанции. Для достижения надежности в работе системы необходимо выполнить ориентировочный расчет номинальной мощности выбранных трансформаторов, основываясь на суточном и годовом графиках нагрузки.

Рисунок 2 представляет суточный график летней нагрузки потребителей, где отражены максимальные значения активной мощности (P_{max}), соответствующие 100% максимальной мощности каскада. Эти данные являются важными при выполнении ориентировочного расчета.

Кроме того, плановые пиковые часы [10] для первой ценовой зоны на 2022 г. также учитываются. Это позволяет определить необходимые мощности и ресурсы для обеспечения эффективной работы системы электроснабжения.

Таким образом, учет категории потребителей, определение надежности электроснабжения, количество и мощность силовых трансформаторов, ориентировочный расчет на основе графиков нагрузки, данные о летней нагрузке и плановые пиковые часы важны при планировании и обеспечении стабильного электроснабжения. [11].

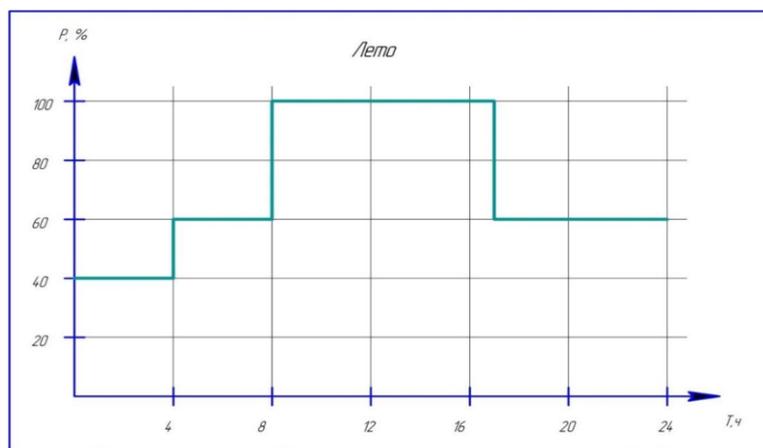


Рисунок 2 - Суточный график летней нагрузки потребителей

Мощности для остальных ступеней нагрузки определяются пропорционально значению максимальной мощности потребителей, $P_{max} = 22$ МВт. $P_{max} = 22$ МВт.

Заданный коэффициент мощности потребителей $\cos\varphi$ равен 0,8. Для получения графика полной мощности используется следующее выражение. График активной мощности преобразуется в график полной мощности путем умножения каждого значения активной мощности на коэффициент мощности. Максимальное значение полной мощности S_{max} рассчитывается следующим образом:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\varphi}, \quad (1)$$

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{22}{0,8} = 27,5 \text{ МВА.}$$

Для остальных ступеней нагрузки на суточном графике также рассчитывается полная мощность. Для этого применяется пропорция:

$$27,5 \text{ МВ}\cdot\text{А} = 100 \%$$

$$S_{1\text{ступени}} = 30\%$$

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{27,5 \cdot 40}{100} = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично рассчитываем остальные ступени:

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = 60\%$$

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{27,5 \cdot 60}{100} = 16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Все значения откладываем на приведенном графике (рисунок 3).

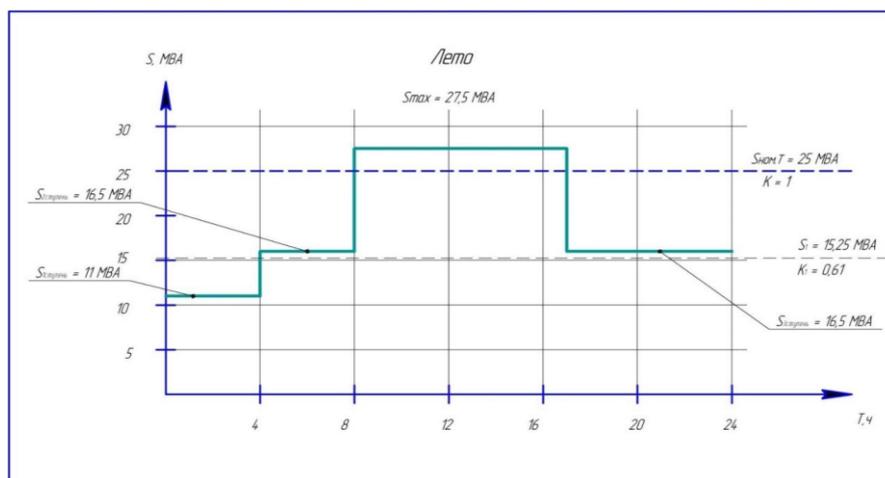


Рисунок 3 - Преобразованный суточный график летней нагрузки

Для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ в двухтрансформаторной понизительной подстанции, учитывая приближенную допустимую аварийную перегрузку в размере 40%, применяется следующее приближенное выражение.

$$S_{ном.Т} \geq 0,7 \cdot S_{max.ПС}, \quad (2)$$

$$S_{ном.Т} \geq 0,7 \cdot 27,5 = 19,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для определения мощности трансформатора применяется округление до ближайшей стандартной мощности, согласно шкалам ГОСТ 1192-85 и ГОСТ 12965-85. Это позволяет установить точные значения и соответствие стандартам.

Выбираем из каталога производителя [18] трансформатор типа ТДН-25000/110 номинальной мощностью $S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Для проверки выбранного трансформатора на аварийную перегрузку в соответствии с ГОСТ 14209-85, следует учитывать следующие условия:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}, \quad (3)$$

где K_2 - расчетный коэффициент аварийной перегрузки;

$K_{2\text{доп}}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии.

Эти коэффициенты имеют важное значение для обеспечения безопасной работы системы в экстренных ситуациях.

Коэффициент K_2 представляет собой расчетное значение, которое определяется на базе номинальных параметров системы и задает максимально допустимую перегрузку в случае аварийных условий. Данный коэффициент читывает физические характеристики оборудования и условия эксплуатации. Когда перегрузка достигает значения K_2 , это говорит о том, что система находится на границе своих возможностей и требует вмешательства для предотвращения аварийных ситуаций.

Коэффициент $K_{2\text{доп}}$ применяется в случае, когда один из трансформаторов системы отключается во время аварии, что позволяет учесть возможные изменения в распределении нагрузки и предотвратить перегрузку оставшихся. Коэффициент $K_{2\text{доп}}$ устанавливается непосредственно на уровне, который обеспечивает безопасную работу системы при отключении какого-либо трансформатора.

$$S_{max} \leq S_{ном.Г} \cdot K_{2доп}, \quad (4)$$

Для определения параметра по таблице аварийных перегрузок важно учитывать несколько параметров, которые включают коэффициент начальной нагрузки (K_1), эквивалентную температуру охлаждающей среды (средней за 12 мес) во время аварии ($\theta_{охл}$), длительность перегрузки (h) и связанные с ними характеристики системы охлаждения и мощности трансформатора.

Чтобы более точно определить перегрузки преобразуем предварительно заданный суточный график в двухступенчатый эквивалентный график, учитывающий износ. Отметим, что этот график будет иметь соответствующие параметры K_1 , K_2 и h .

Для начала проведем горизонтальную линию на заданном графике с ординатой, равной номинальной нагрузке $S_{ном}$. То есть это будет линия, представляющая номинальную нагрузку трансформатора. Затем мы найдем точку пересечения этой линии с исходным графиком, чтобы выделить участок с наибольшей перегрузкой продолжительностью h .

Для определения начальной нагрузки K_1 эквивалентного графика воспользуемся соответствующим выражением:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (5)$$

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{11^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 7}{15}} = 0,61.$$

Для начала определим предварительное значение нагрузки K'_2 графика (эквивалентного) нагрузки из соответствующего выражения.

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (6)$$

$$K_2' = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{27,5^2 \cdot 9}{9}} = 1,1.$$

Сравним предварительное значение K_2' с $K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}}$ исходного графика. Если $K_2' \geq 0,9K_{max}$, следует принять $K_2 = K_2'$. Если $K_2' < 0,9K_{max}$, следует принять $K_2' = 0,9K_{max}$.

Длительность перегрузки необходимо изменить по соответствующей формуле:

$$h = \frac{(K_2')^2 \cdot h'}{(0,9K_{max})^2}, \quad (7)$$

Т.к. $K_2' = 1,1 = 0,9 \cdot \frac{27,5}{25} = 1,1$, то принимаем $K_2 = K_2' = 1,1$, продолжительность перегрузки $h = 9$ ч.

Один из основных параметров, используемых для определения допустимых аварийных перегрузок, это разность температур охлаждающей жидкости. Обозначим ее как $D_{охл}$. В пределах заданного диапазона, система охлаждения способна эффективно справляться с тепловыми нагрузками. Например, если $D_{охл} = 7$ °С, это означает, что система охлаждения может поддерживать температуру охлаждающей жидкости на уровне, отличающемся на 7 градусов Цельсия от окружающей среды, однако для аварийных ситуаций может потребоваться превышение допустимых перегрузок. Для вычисления возможных значений перегрузок используется коэффициент K_2 . Фактическая перегрузка обозначается как $K_2=1,1$, что указывает на то, что система охлаждения подвергается перегрузке на 10% от своей номинальной способности.

С целью предотвращения повреждений и улучшения безопасности системы, устанавливается допустимая перегрузка, которая является безопасной для работы на протяжении определенного времени. Обозначим эту

величину как $K_{2\text{доп}}$. Если $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ то фактическая перегрузка ниже допустимой, что является желательным с точки зрения безопасности и надежности системы.

Например, пусть $K_{2\text{доп}} = 1,4$. Это означает, что система охлаждения может выдержать перегрузку в 40% от своей номинальной способности без значительных рисков. При этом фактическая перегрузка $K_2 = 1,1$, что меньше допустимой перегрузки, что говорит о том, что система охлаждения работает в безопасных пределах и имеет запас прочности.

Условие $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ соблюдается.

Условие $S_{\text{max}} = 27,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}} = 25 \cdot 1,4 = 35 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ также соблюдается.

Далее, рассчитаем значения коэффициентов для суточного графика зимней нагрузки, отраженной на рис.4.

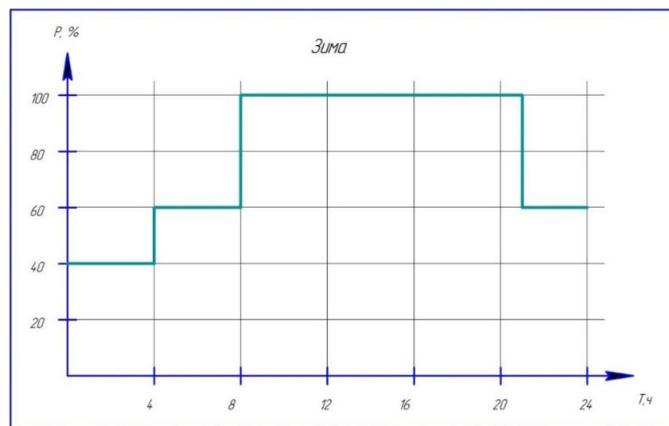


Рисунок 4 - Суточный график зимней нагрузки потребителей

Значения полной мощности ступеней аналогичны графику летней нагрузки, отличается лишь период использования максимальной мощности (рисунок 5).

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{27,5 \cdot 40}{100} = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{2\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{27,5 \cdot 60}{100} = 16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

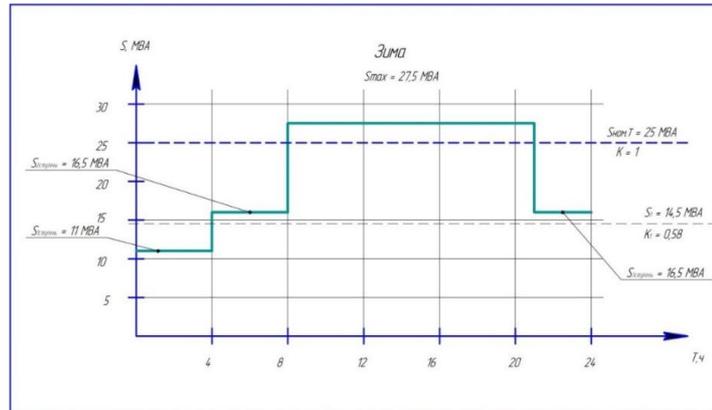


Рисунок 5 - Преобразованный суточный график зимней нагрузки

Для установления начальной нагрузки K_1 эквивалентного графика нагрузки, мы можем использовать соответствующее выражение:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{11^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 4 + 16,5^2 \cdot 3}{11}} = 0,58.$$

Установим предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки из выражения:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}},$$

$$K'_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{27,5^2 \cdot 13}{13}} = 1,1.$$

Проведем сравнение предварительного значения K'_2 со значением $K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.Т}}$ исходного графика. Если $K'_2 \geq 0,9K_{max}$, следует принять $K_2 = K'_2$.

Если $K'_2 < 0,9K_{max}$, следует принять $K'_2 = 0,9K_{max}$.

Продолжительность перегрузки скорректируем по формуле:

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9K_{max})^2}$$

Т.к. $K'_2 = 1,1 = 0,9 \cdot \frac{27,5}{25} = 1,1$, то принимаем $K_2 = K'_2 = 1,1$, продолжительность перегрузки $h = 9$ ч.

Система охлаждения важна для обеспечения безопасности и эффективной работы различных устройств и систем. Однако, иногда могут возникать аварийные ситуации, которые вызывают перегрузку системы охлаждения. В данном контексте, рассмотрим ситуацию, когда допустимая аварийная перегрузка охлаждения обозначена как $K_{2доп}$ и составляет 1,4.

Допустим, у нас есть система охлаждения Д, которая имеет фактическую перегрузку $K_2 = 1,1$. Допустимая перегрузка охлаждения при этой системе обозначена как $K_{2доп} = 1,4$. Также известны следующие параметры: $охл = 7^\circ\text{C}$ (температура охлаждения) и $h = 13$ ч (продолжительность работы системы).

Условие $K_2 \leq K_{2доп}$ соблюдается.

Условие $S_{max} = 27,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \leq S_{ном.Т} \cdot K_{2доп} = 25 \cdot 1,4 = 35 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ также соблюдается.

Далее, преобразуем оба графика в годовой график, для расчета технико-экономических показателей оборудования, расчета потерь и оценке эффективности использования оборудования в течение года.

Значение активной мощности для каждой ступени рассчитаем исходя из графиков летней и зимней нагрузки:

$$P_{max} = 22 \text{ МВт},$$

$$P_1 = \frac{22 \cdot 40\%}{100\%} = 8,8 \text{ МВт},$$

$$P_2 = \frac{22 \cdot 60\%}{100\%} = 13,2 \text{ МВт}.$$

Годовой график представлен на рисунке 6.

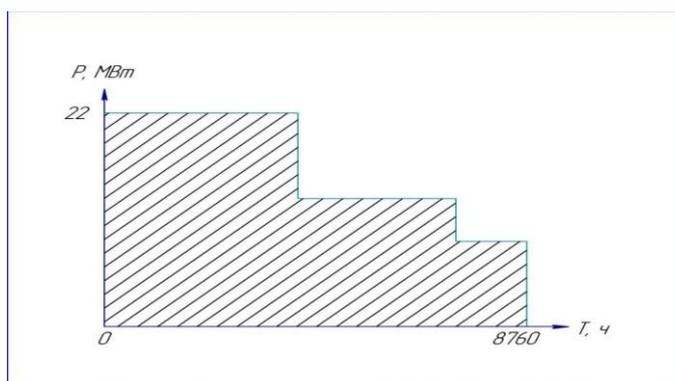


Рисунок 6 - Годовой график нагрузки

Все данные вносим в таблицу 1.

Таблица 1 - Технические характеристики трансформатора

Тип трансформатора	S _{ном} , МВ·А	Напряжение обмоток,кВ		Потери, кВт		U _к %	Кол-во, шт.	Способ регулирования
		ВН	НН	P _к	P _{хх}			
ТДН-25000/110	25	115	11	120	17	10,5	2	РПН ±16% (±9 ступеней)

Вывод. Таким образом, опираясь на условие (2) вариант установки двух силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 полностью удовлетворяет условиям (2) и (3) и является наиболее оптимальным.

3 Технико-экономическое обоснование выбора оборудования

Для обоснования выбора предлагаемого трансформатора проводится технико-экономический расчет, который учитывает непосредственно следующие затраты:

$$З = E_n \cdot K + И + У, \quad (8)$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, в расчете принимаем $E_n = 0,12$;

K - Капитальные вложения в сооружение трансформатора включают стоимость распределительных устройств. Обозначим общие капитальные вложения в сооружение трансформатора ($K = K_{тр} + K_{ру}$), $K_{тр}$ - стоимость самого трансформатора, а $K_{ру}$ - стоимость распределительных устройств;

$И$ - издержки эксплуатации, состоящие из издержек на амортизацию и обслуживание $I_{АО}$ и издержек, связанных с потерями энергии $I_{пот}$, иначе имеем $И = I_{АО} + I_{пот}$;

$У$ - ожидаемый ущерб от недоотпуска электрической энергии потребителям, вызванный аварией и отключением одного из трансформаторов, может быть оценен в течение одного года.

Потребители, зависящие от электроэнергии, могут понести серьезные финансовые и функциональные потери в случае недоотпуска энергии из-за аварийного отключения трансформатора. Это может привести к простоям в производстве, остановке работы технологического оборудования, потере прибыли и нанесению ущерба бизнесу.

Капитальные вложения в трансформаторы определяются по цене завода-изготовителя с учетом стоимости транспортировки к месту монтажа, монтажом и наладкой.

$$K_{\text{тр}} = \lambda \cdot C_{\text{тр}}, \quad (9)$$

где λ - коэффициент, зависящий от мощности трансформатора, в данном случае $\lambda = 1$;

$C_{\text{тр}}$ - капитальные вложения, тыс.руб.;

$$I = I_{\text{АО}} + I_{\text{пот}}, \quad (10)$$

где $I_{\text{АО}} = (\gamma + \beta) \cdot K$;

γ и β - коэффициенты, зависящие от типа оборудования и класса напряжения, в данном случае $9,4\% = 0,094$;

$$I_{\text{пот}} = \alpha \cdot \Delta W_{\text{пот}}, \quad \#(11)$$

где α - удельная стоимость потерь ($1,7856 \cdot 10^{-2}$ руб/кВт · ч)

$\Delta W_{\text{пот}}$ - годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{тр}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (12)$$

где $n_{\text{тр}}$ - количество установленных трансформаторов;

$P_{\text{хх}}$ - потери холостого хода, кВт;

T - продолжительность работы трансформатора в году, принимаем 8760 ч;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - потери короткого замыкания, кВт;

Расчётная максимальная нагрузка трансформаторов обозначается как S_{max} и измеряется она в МВ·А. Она представляет собой максимальную мощность, которую трансформатор может перенести в течение определенного периода времени.

Продолжительность максимальных потерь обозначается как τ и измеряется в часах. Это время, в течение которого трансформатор может поддерживать свои максимальные потери.

Номинальная мощность силового трансформатора обозначается как $S_{\text{ном}}$ и также измеряется в МВ·А. Это предельная мощность, которую трансформатор может постоянно обеспечивать без перегрева или повреждений.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{уст}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (13)$$

где $T_{\text{уст}}$ - установленная продолжительность работы трансформатора, ч.

$$T_{\text{уст}} = T_{\text{зим}} + T_{\text{летн}}, \quad (14)$$

$$T_{\text{уст}} = 6482,4$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6482,4}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 5224,07 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{\text{пот}} = 2 \cdot 17 \cdot 8760 + \frac{120}{2} \cdot \left(\frac{27,5}{25}\right)^2 \cdot 5224,07 = 677107,482 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$I_{\text{пот}} = 1,7856 \cdot 10^{-2} \cdot 677107,482 = 12090,43 \text{ руб},$$

$$I_{\text{А0}} = 0,094 \cdot 6800 = 639,2 \text{ тыс. руб},$$

$$I = 639,2 + 12090,43 = 651,290 \text{ тыс. руб}.$$

Определим предполагаемый ущерб от недоотпуска электрической энергии в случае аварийного отключения одного из трансформаторов при КЗ непосредственно в этом трансформаторе.

$$Y = y_0 \cdot \Delta W_{\text{эз}} \cdot T_{\text{пр}}, \quad (15)$$

Потенциальный ущерб, который могут понести потребители электроэнергии из-за аварийных ситуаций, связанных с отключением трансформаторов, можно представить как величину Y , которая выражена в годовом эквиваленте. $y_0 = 0,6$ руб/кВт·ч; $T_{\text{пр}}$ - вероятная длительность простоя трансформатора:

$$T_{\text{пр}} = n_T \cdot w_T \cdot T_B, \quad (16)$$

где n_T - количество трансформаторов,

w_T - вероятность отказа трансформатора, $w_T = 0,2$ откл/год;

T_B - время восстановления трансформатора, $T_B = 60 \cdot \frac{10^{-3} \text{лет}}{\text{отказ}}$;

$$T_B = 60 \cdot 10^{-3} \cdot 365 \cdot 24 = 525,6 \text{ час/откл},$$

$$T_{\text{пр}} = 2 \cdot 0,2 \cdot 525,6 = 210,24 \text{ час/год},$$

$$У = 0,6 \cdot 22 \cdot 210,24 = 2775,168 \text{ тыс. руб/год},$$

$$З = 0,12 \cdot 13600 + 651,290 + 2775,168 = 5058,458 \text{ тыс. руб.}$$

Технико-экономические показатели сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Технико-экономические показатели при установке трансформаторов марки ТДН-25000/110

Показатели	Значение
Марка трансформатора	ТДН-25000/110
Стоимость, тыс.руб	6800
Капитальные вложения, $C_{\text{тр}}$, тыс.руб	$2 \cdot 6800 = 13600$
Издержки на амортизацию и обслуживание, $0,09C_{\text{тр}}$	1224
Годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год	677107,482
Издержки на потери, тыс.руб	12090,43
Недоотпуск электроэнергии, МВт·ч/сут	22
Ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, тыс.руб	2775,168
Приведенные затраты, тыс.руб	5058,458

Вывод. По результатам выполненных расчетов, приведенные затраты на реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная составят 5 058 458 руб.

4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции и основных конструктивных решений

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений

Основная схема электросоединений — комплекс взаимосвязанных элементов электрооборудования, шин(сборных), а также коммутационного оборудования и других первичных компонентов, включающих все соединения между ними.

Важно отметить, что эта схема играет ключевую роль в обеспечении правильной работы электрической системы, и она устанавливает определённые пути передачи электрической энергии от источника к потребителям и обеспечивает безопасность и также надёжность работы всего оборудования.

Понижающая подстанция — это подстанция, которая получает электроэнергию непосредственно от энергосистемы и распределяет её по более низким уровням напряжения.

При реконструкции электрической части ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная выбор главной схемы является критическим, поскольку он определяет полный состав элементов и связей между ними. При этом необходимо учитывать следующие факторы:

Значение и роль подстанции для энергосистемы: при выборе задающего контура необходимо учитывать важность данной подстанции для энергетической системы в целом. Например, если подстанция играет ключевую роль в обеспечении электроснабжения крупного города, требования к надёжности и устойчивости системы должны быть особенно высокими.

Категории потребителей по надёжности электроснабжения: различные потребители могут иметь разные требования к надёжности электроснабжения. Некоторые отрасли, такие как медицина или производство, требуют высокой надёжности и отсутствия перебоев в электропитании. Отметим, что при

выборе схемы необходимо учесть эти требования и обеспечить соответствующий уровень надежности.

Перспектива расширения и промежуточные этапы развития подстанции и прилегающих участков сети: при проектировании схемы необходимо учесть возможность расширения подстанции в будущем или введения новых участков сети. Гибкость схемы позволит легко адаптироваться к изменяющимся потребностям и требованиям.

Основные схемы также должны отвечать следующим требованиям:

Надежность электроснабжения потребителей: одним из главных требований к схеме является обеспечение надежного электроснабжения для потребителей — это достигается именно через применение надежных элементов схемы, резервирование ключевых компонентов и обеспечение резервных путей электропитания.

Пригодность к ремонтным работам: важным аспектом является возможность проведения ремонтных работ без прекращения электроснабжения или с минимальными перебоями. Схема должна быть организована таким образом, чтобы можно было локализовать и изолировать неисправности и проводить ремонтные работы с минимальными воздействиями на работу системы в целом.

Оперативная гибкость: схема должна быть гибкой и способной адаптироваться к изменяющимся условиям и требованиям, например, возможность переключения на резервные источники питания или изменение конфигурации схемы при расширении или модернизации подстанции.

Экономическая целесообразность: при выборе схемы следует учитывать экономические аспекты, такие как стоимость элементов схемы, энергетическая эффективность и возможность снижения эксплуатационных расходов, что поможет оптимизировать затраты и при этом обеспечить более эффективное использование ресурсов.

4.2 Выбор основных конструктивных решений по подстанции

При выборе и обосновании основных проектных решений реконструкции ОРУ 110 кВ [15], размещении основного оборудования, защитных ограждений и противопожарных мероприятий на территории необходимо руководствоваться правилами устройства ОРУ 110 кВ [15]. И электроустановок [11] и типовые технические решения для подстанций 6-110 кВ [14].

При выполнении установочных работ для основного электрооборудования необходимо соблюдать требования Правил устройства электроустановок (ПУЭ), особенно в отношении минимально допустимых расстояний между различными элементами системы — это включает в себя установку токоведущих частей, изоляторов, ограждений и опорных конструкций. Установку производим также для соблюдения следующих условий:

- электроустановки должны быть спроектированы и эксплуатироваться таким образом, чтобы исключить возможность возникновения опасных сил, вызванных нормальными условиями работы, такими как нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие явления, что необходимо для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения повреждений электрооборудования;

- при нарушении нормальных условий эксплуатации электроустановки обеспечивалась локализация повреждений, вызванных коротким замыканием;

- компоновка ОРУ предусматривала возможность применения специальных механизмов для производства ремонтных работ.

В целях обеспечения пожарной безопасности, на территории ОРУ, в местах установки маслonaполненного оборудования предусматриваем устройства для сбора и удаления масла с целью исключения возможности его растекания по территории и попадания в водоемы. Пожарный резервуар и

водопроводы на подстанции не предусмотрены, так как единичная мощность силовых трансформаторов не превышает 25 МВА.

В качестве основного коммутационного аппарата в цепи 110 кВ вместо установленного сепаратора выбираем элегазовый выключатель, смонтированный на специальной раме. Конструкция элегазового выключателя более компактна, чем у воздушных и масляных выключателей, а также проще в обслуживании и эксплуатации. Кроме того, использование данного типа выключателя исключает необходимость строительства дополнительных инженерных сооружений и систем, например, компрессорных станций.

Для цепей релейной защиты и автоматики (РЗА), а также цепей измерения, в рамках предстоящего проекта цифровизации принимаем к монтажу волоконно-оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения. Мы используем их в сочетании с трансформаторами тока, установленными внутри ввода элегазового выключателя.

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений мы используем ограничители перенапряжения (ОПН).

На территории подстанции предусмотрена установка стационарных заземлителей и молниеотводов, которые в соответствии с требованиями безопасности обеспечивают заземление устройств и сборных шин, а также защиту от прямых молниевых ударов.

Сборные шины ОРУ-110 кВ, от контактов линейного разъединителя в сторону подстанции, выполняются с жесткими шинами, круглого сечения.

Вывод. В итоге, однолинейную схему ОРУ 110 кВ понизительной подстанции оставляем без изменений, т.е. используем блок-схему из двух блоков «трансформатор - линия» с неавтоматической перемычкой со стороны ВЛ. Изменение касается только используемого оборудования в рамках предстоящего проекта цифровизации ПС. Основные конструктивные решения по подстанции остаются неизменными.

5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ является важным этапом для выбора и проверки электроаппаратов и проводников с учетом их электродинамической и термической стойкости, а также отключающей способности в случае КЗ. Для выполнения таких расчетов необходимо составить расчетную схему проектируемой понижающей подстанции, представленную на рис.7.

Одной из ключевых задач при расчете токов короткого замыкания является определение схемы для трансформатора, в данном случае - ТДН-25000/110/10. Для упрощения расчетов используется эквивалентная схема замещения, которая изображена на рис.8. Предполагается, что мощность КЗ системы составляет $S_k = 1000$ МВА, а длина воздушной линии составляет пять километров.

Расчет токов КЗ обычно выполняется в относительных единицах. Чтобы перейти от физических величин к относительным, сначала необходимо выбрать базовые значения. В качестве базовой мощности S_b может быть выбрано либо суммарное значение мощности всех источников питания, либо значение, кратное 10. В данном случае мы примем $S_b = S_k = 1000$ МВА в качестве базовой мощности. За базовое напряжение U_b будем считать среднее номинальное напряжение $U_{ср}$ для ступени, на которой выполняется расчет тока короткого замыкания.

Далее, определяем сопротивление системы в относительных единицах и для этой цели применяются соответствующие формулы, а также методы расчета:

$$X_{б.с} = \frac{S_b}{S_k} = \frac{1000}{1000} = 1, \quad (17)$$

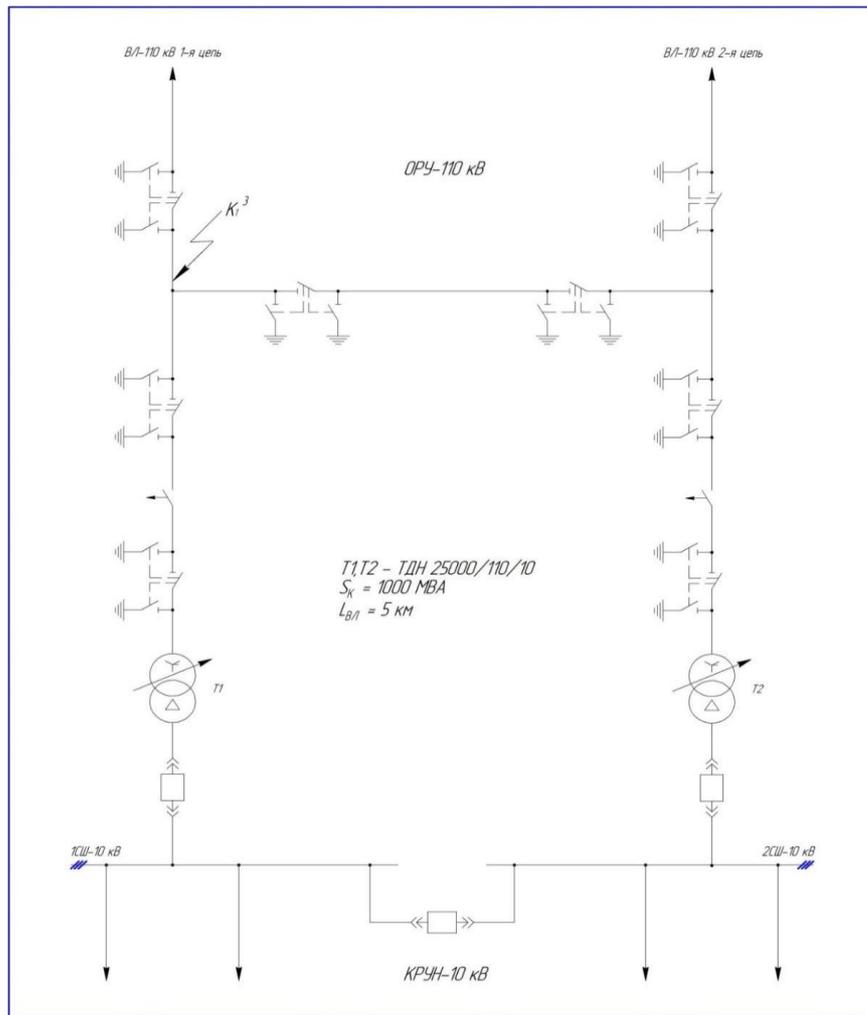


Рисунок 7 - Расчетная схема проектируемой электростанции

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{б.л} = x_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (18)$$

$$X_{б.л} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,15,$$

$$X_{б.л1} = X_{б.л2}.$$

Сопротивления трансформатора:

$$X_{б.т} = \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМТ}}, \quad (19)$$

$$X_{6.T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,2.$$

Результирующее сопротивление до точки K_1 :

$$X_{1рез(6)} = X_{6.C} + \frac{X_{6.L1} \cdot X_{6.L2}}{X_{6.L1} + X_{6.L2}} = 1 + 0,075 = 1,075 \text{ о. е.}$$

Базисный ток в точке K_1 :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (20)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Существует прямая связь между энергосистемой и точкой КЗ. Это означает, что мы можем считать действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы одинаковым в любой момент времени, если рассматриваем трехфазный ток КЗ. Другими словами, значение этого тока не зависит от времени.

$$I_{n,t} = I_{n,o} = const, \quad (21)$$

Чтобы определить первоначальное действующее значение периодической части 3-х фазного тока КЗ в точке K_1 , мы можем использовать непосредственно следующую формулу:

$$I_{n,o} = \frac{E''_{*6}}{X_{1рез(6)}} \cdot I_6, \quad (22)$$

где $E''_6 = 1$ - среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.

$$I_{n,o} = \frac{1}{1,075} \cdot 5,02 = 4,67 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 следует определять по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot K_{уд}, \quad (23)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, принимаем 1,608 [12]

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,67 \cdot 1,608 = 10,62 \text{ кА.}$$

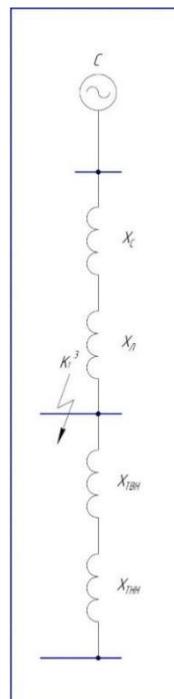


Рисунок 8 - Схема замещения проектируемой электростанции

Данные результатов вычисления заносим в таблицу 3.

Таблица 3 - Основные составляющие токов короткого замыкания

Расчетные значения	Точка К1
Значения сверхпереходных ЭДС, $E''_{*б}$	1
Значение периодической составляющей в начальный момент времени $I_{n,о}$, кА	4,67
Ударный коэффициент $K_{уд}$	1,608
Значение ударного тока $i_{уд}$, кА	10,62
Номинальный ток источника $I_{б}$, кА	5,02

Вывод. На основании выполненных расчетов токов короткого замыкания проведем выбор основного оборудования ОРУ 110 кВ, попадающим под реконструкцию, такое как ВВ выключатели, а также разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Предпочтение отдаем современному энергоэффективному оборудованию, способного обеспечивать требуемую степень надежности и быстродействия в работе. Также следует принять во внимание будущие проекты по цифровизации и учитывать степень интеграции выбранного оборудования в них.

6 Выбор электрических аппаратов

6.1 Выбор высоковольтных выключателей

На базе расчета 3-х фазного КЗ для точки K_1 необходимо выбрать выключатель и проверить его. Выключатель ставится на части ВН силового трансформатора.

На сегодняшний день, самыми эффективными высоковольтными выключателями на напряжение 110 кВ считаются элегазовые. Для установки элегазового выключателя марки ВЭБ-УЭТМ-110IV-40/2500 УХЛ1 [1] рекомендуется учитывать следующие характеристики:

- Ном.напряжение ($U_{ном}$): 110 кВ. Данная величина указывает на предельное напряжение, при котором выключатель может работать стабильно.

- Ном. ток ($I_{ном}$): 2500 А. Это значение отражает максимальный ток, который выключатель способен переносить без повреждений.

- Начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания ($I_{пр.с.}$): 40 кА. Эта характеристика указывает на максимальный ток короткого замыкания, который выключатель способен выдержать в начале срабатывания.

- Наибольший пик тока электродинамической стойкости предельного сквозного тока короткого замыкания ($i_{пр.с.}$): 102 кА — данный параметр отражает амплитудное значение наивысшего пика тока, с которым выключатель может справиться в процессе работы.

- Наибольший пик тока включения ($i_{вкл.ном}$): 102 кА — данная величина представляет собой нормированное мгновенное значение тока включения.

- Начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей тока включения ($I_{вкл.ном}$): 40 кА. Отметим, что конкретно эта характеристика указывает на начальное значение тока включения, приведенное к нормированному действующему значению.

- Номинальный ток отключения ($I_{откл.ном}$): 40 кА. Это значение представляет собой нормированный ток, при котором выключатель должен быть отключен.

- Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей: 45%. Данный параметр отражает %-ое содержание аperiodической составляющей тока включения.

- Ток термической стойкости ($I_{терм.ном}$): 40 кА. Данная величина определяет ток, при котором выключатель может продолжать работу без перегрева.

- Длительность протекания тока термической стойкости ($t_{терм.с}$): 3 с. - это время указывает непосредственно на период, в течение которого выключатель способен выдерживать ток термостойкости без повреждений.

- Собственное время отключения выключателя ($t_{собст.откл}$): 0,035 с. Это время указывает на период, в течение которого выключатель может самостоятельно отключиться непосредственно при превышении определенных токовых параметров.

- Полное время отключения выключателя ($t_{откл}$): 0,055 с. Данное время представляет собой общее время, необходимое для полного отключения выключателя непосредственно после превышения определенных токовых параметров.

При выборе выключателя необходимо учесть вышеуказанные нами параметры, чтобы гарантировать его правильную работоспособность в заданных условиях:

- По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{ном.с}, \quad (24)$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}.$$

- По номинальному току (рабочему):

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (25)$$

$$131,21 \text{ A} < 2500 \text{ A.}$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}, \quad (26)$$

$$183,7 \text{ A} < 2500 \text{ A.}$$

где

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,21 \text{ A.}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ A.}$$

- По отключающей способности:

а) На симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (29)$$

где в расчетах используется

$$I_{n,\tau} = I_{n,o} = 4,67 \text{ кА}, \quad (30)$$

$$4,67 \text{ кА} < 40 \text{ кА.}$$

б) На выключение апериодической части тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}}, \quad (31)$$

$$i_{a.\text{НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (32)$$

$$i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot 0,45) \cdot 40 = 25,46 \text{ кА.}$$

$i_{a,\tau}$ - номинально разрешенное значение аperiodической части в выключаемом токе для установленного τ (времени) возможно определить по соответствующей временной формуле: $\tau = t_{pz} + t_{\text{собст.откл}} = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{\frac{-\tau}{T^a}}, \quad (33)$$

где $T^a = 0,03$ представляет собой постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [14].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,67 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,47 \text{ кА.}$$

$$1,47 \text{ кА} < 25,46 \text{ кА.}$$

в) в том случае, когда происходит соблюдение условия $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$, однако при этом $i_{a,\tau} > i_{a,\text{ном}}$, то проверка по отключающей способности осуществляется непосредственно по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right), \quad (34)$$

Т.к. условия «а» и «б» соблюдаются, условие «в» проверять не требуется;

- По включающей способности:

$$I_{n,o} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (35)$$

$$4,67 \text{ кА} < 40 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}, \quad (36)$$

$$10,62 \text{ кА} < 102 \text{ кА.}$$

- По сквозному (предельному) току КЗ - на электродинамическую

СТОЙКОСТЬ:

$$I_{n,o} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (37)$$

$$4,67 \text{ кА} < 40 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}, \quad (38)$$

$$10,62 \text{ кА} < 102 \text{ кА.}$$

- По импульсу(тепловому) - на термостойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_{\text{откл}}, \quad (39)$$

если $t_{\text{откл}} < t_{\text{откл}}$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$

где $t_{\text{откл}}$ - время выключения КЗ:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (40)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с,}$$

$$B_{\text{красч}} = I_{n,o}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (41)$$

$$B_{\text{красч}} = 4,67^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с,}$$

Т.к. в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,065 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$, то проверочное условие на термостойкость имеет следующий вид - $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$,

$$2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 0,065,$$

$$2,007 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Данные итогов проведённых вычислений необходимо занести в табл. 4.

Таблица 4 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110IV-40/2500 УХЛ1		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.сети}}$
$I_{\text{раб}} = 131,21 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{n,\tau} = 4,67 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{n,o} = 4,67 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,o} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{a,\tau} = 1,47 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 25,46 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{\text{аном}}$
$I_{n,o} = 4,67 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,o} \leq I_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{уд}} = 10,62 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{уд}} = 10,62 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.ном}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$
$B_{\text{красч}} = 2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{красч}} \leq B_k$

6.2 Выбор разъединителей

На напряжение 110 кВ принимаем к установке разъединитель марки РДЗ-2-110/1250 УХЛ1 [20], который имеет определённые параметры:

Рассмотрим характеристики электроэнергетической системы с номинальным напряжением 110 кВ и номинальным током 1250 А. Такие параметры позволяют оценить работу системы при возникновении КЗ:

- Первым важным показателем является начальное действующее значение периодической части предкл.сквозного тока КЗ, обозначаемое как $I_{\text{пр.с.}}$. Это значение равно 31,5 кА. Оно позволяет оценить max ток, который может протекать через систему в случае КЗ.
- Другим важным параметром является наибольший пик тока электродинамической стойкости предкл.сквозного тока КЗ. Это амплитудное значение $i_{\text{пр.с.}}$ и составляет 80 кА. Такое значение

указывает на макс. амплитуду тока при КЗ и позволяет оценить электростойкость системы.

- Кроме того, необходимо учесть длительность протекания тока термической стойкости, которая составляет 3 секунды (обозначается как $t_{\text{терм.с}}$). Этот параметр указывает непосредственно на тах. время, в течение которого система может справиться с высоким током без перегрева.

Выбор разъединителя должен быта выбран по таким параметрам:

- По напряжению (номинальному):

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.с}}, \quad (42)$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

- По номинальному току (рабочему):

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (25)$$
$$131,21 \text{ А} < 1250 \text{ А.}$$

- На электродинамическую стойкость непосредственно по сквозному току (предельному) КЗ:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}, \quad (38)$$
$$10,62 \text{ кА} < 80 \text{ кА.}$$

- На термическую стойкость (непосредственно по тепловому импульсу):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_{\text{откл}}, \quad (39)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения короткого замыкания:

если $t_{\text{откл}} < t_{\text{откл}}$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (40)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с},$$

$$B_{\text{красч}} = I_{\text{н,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (41)$$

$$B_{\text{красч}} = 4,67^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 2,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

Т.к. в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,065 \text{ с} < t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки непосредственно на термическую стойкость предполагает следующий вид -

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

$$2,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 80^2 \cdot 0,065,$$

$$2,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} < 416 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

- Разъединитель горизонтально-поворотного типа, трехполюсный с заземляющими ножами с обеих сторон, открытой установки, с электрическим приводом ПД-14 УХЛ1, отдельно на главные и заземляющие ножи

Данные результатов вычислений заносим в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчетные и каталожные данные разъединителя

Разъединитель РДЗ-2-110/1250 УХЛ1		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.сети}}$
$I_{\text{раб}} = 131,21 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 10,62 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{красч}} = 2,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 416 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{красч}} \leq B_k$

6.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для цепей РЗиА, а также измерительных цепей на стороне 110 кВ принимаем к установке трансформаторы тока ТТЭО-110-1-200-0,2С-УХЛ1 - МА-2 [9].

Оптоэлектронные преобразователи тока работают на основе принципа, известного как эффект Фарадея или "магнитооптический эффект", проявляющийся во вращении плоскости поляризации света при его прохождении непосредственно через оптически неактивное вещество в магнитном поле.

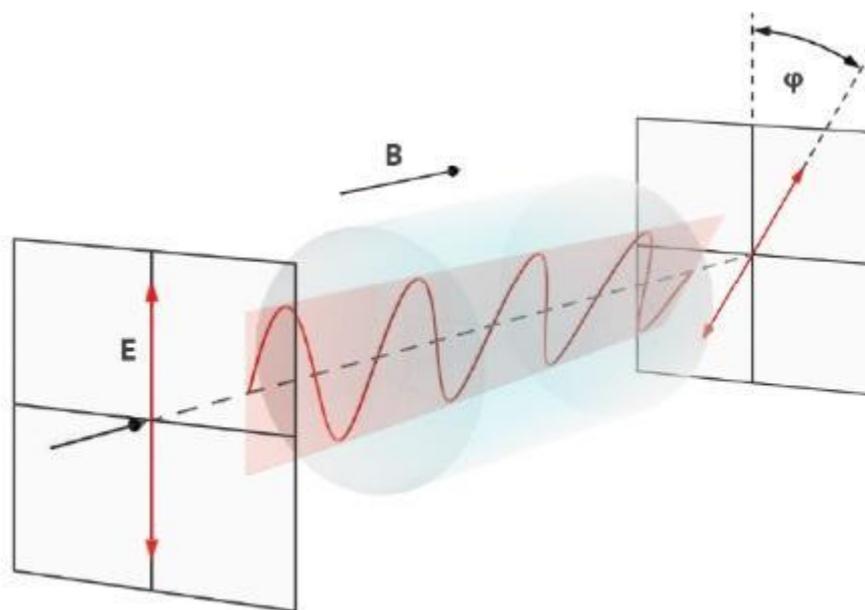


Рисунок 9 - Эффект Фарадея (магнитооптический эффект)

Две световые волны с ортогональными круговыми поляризациями вводятся в многовитковую цепь оптического волокна, расположенную вокруг проводника с током. При отсутствии тока в проводнике световые волны распространяются по оптоволоконному контуру с одинаковой скоростью и приходят на выход контура в одно и то же время. Если по проводнику начинает течь ток, то оптоволоконный контур находится в магнитном поле. При этом изменяются оптические свойства контура и становится различной

скорость распространения световых волн по контуру. Относительный фазовый сдвиг происходит между выходными волнами. Таким образом, измерение величины протекающего тока сводится к точному измерению относительного сдвига между световыми волнами чувствительного контура, прямо пропорционального величине измеряемого тока и числу витков контура.

Сигнал, пропорциональный силе тока, полученный на выходе оптической схемы, преобразуется в цифровую форму. Цифровой код поступает на цифро-аналоговый преобразователь тока, цифро-аналоговый преобразователь напряжения, блок формирования цифровых пакетов данных, а также через дециматор подается на формирователь частоты, импульса и тока. выходы. Логическая схема электрооптического трансформатора тока показана на рисунке 10.

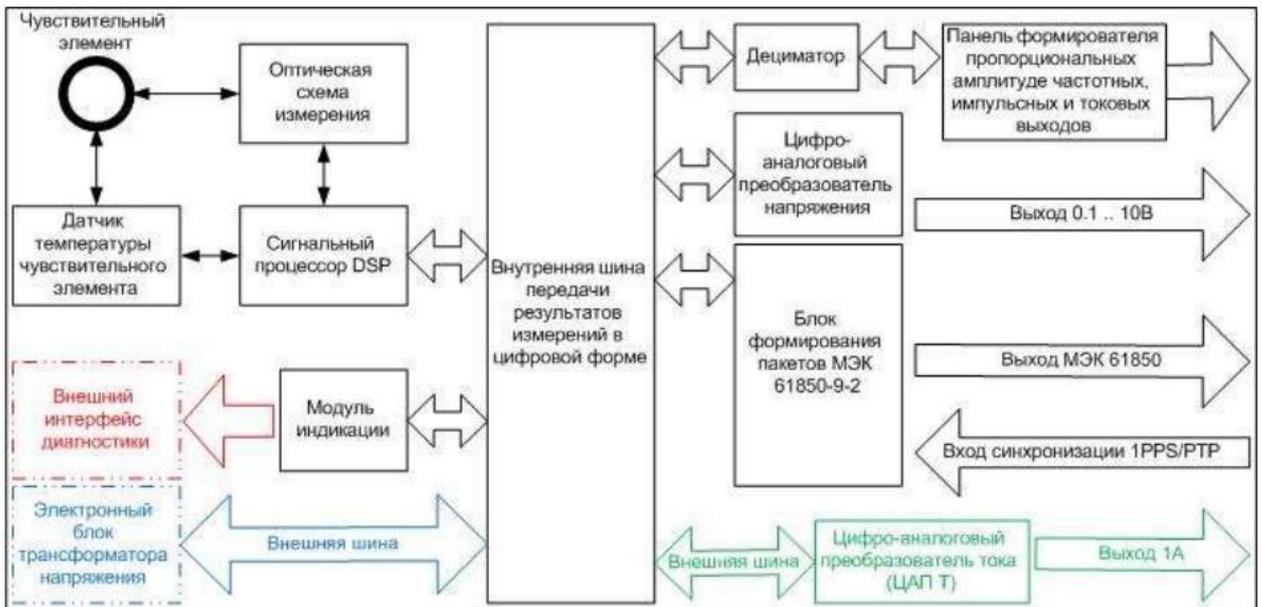


Рисунок 10 - Логическая схема ТТЭО

ТТЭО представляет собой сложное устройство, включающее электронный блок и подключенный к нему волоконно-оптический

чувствительный элемент, а также блок вторичного преобразования измеряемого сигнала в цифровую и аналоговую форму.

Встроенное ПО представляет собой набор микропрограмм, предназначенных для обеспечения нормального функционирования ТТЭО и управления интерфейсом. Обеспечивает формирование пакета данных по стандарту МЭК 61850-9-2.

Сведения (паспортные) в отношении ТТЭО-110-1-200-0,2S-УХЛ1 -МА-2:

- Ном. напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;
- Ном. ток $I_{1\text{ном}} = 200$ А;
- Ном. вторичный ток $I_{2\text{ном}} = 1$ А
- Ток термостойкости $I_{\text{терм}} = 25$ кА
- Продолжительность протекания тока термостойкости $t_{\text{терм}} = 3$ с;
- Ном. вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 15$ ВА;
- Ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 50$ кА.

Токовый трансформатор необходимо выбрать по соответствующим условиям:

- По ном. напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.с}}, \quad (42)$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

- По номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}, \quad (43)$$
$$131,21 \text{ А} < 200 \text{ А.}$$

- По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (44)$$

$$10,62 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T, \quad (45)$$

$$B_{красч} = I_{н,о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (41)$$

$$B_{красч} = 4,67^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 1,48 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = 0,065 \text{ с}$ - время отключения короткого замыкания;

$T_a = 0,03 \text{ с}$ - значение времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$$B_k = 2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_T = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 1875 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} < 1875 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

- Токовый трансформатор исполнения(опорного), с изоляцией (внешней) из рубашки силиконового типа, класс в отношении показателя точности 0,2S. Взрыво - и пожаробезопасен.

- По нагрузке(вторичной):

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (46)$$

где $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{15}{1} = 15 \text{ Ом}$ - ном. полное сопротивление нагрузки

(разрушенная нагрузка) вторичной трансформаторной обмотки тока в классе точности, который был выбран;

Z_2 - показатель вторичной нагрузки токового трансформатора.

Сопротивление (индуктивное) цепей токовых небольшое, в связи с этим $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}, \quad (47)$$

где R_k - показатель переходного сопротивления каждого контакта ($R_k = 0,05$ Ом - при 2-3 приборах, $R_k = 0,1$ Ом при большем числе приборов);

$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l_p}{S}$ - сопротивление проводов; ρ - удельное сопротивление материала провода;

l_p - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

$R_{приб}$ - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (48)$$

$$R_{приб} = \frac{0,12}{1} = 0,12 \text{ Ом}$$

где $S_{приб}$ представляет собой полная мощность, которая потребляется непосредственно подсоединенными приборами;

I_2 - показатель тока обмотки (вторичной) токового трансформатора.

Для обеспечения корректной работы трансформатора тока в определенном классе точности требуется соблюдение определенных условий:

$$R_{приб} + R_{пр} + R_k \leq Z_{2ном}, \quad (49)$$

Откуда

$$R_{пр} \leq Z_{2ном} - R_{приб} - R_k. \quad (50)$$

Для обеспечения необходимой прочности и эффективной работы электрических сетей, необходимо учитывать оптимальное сечение проводников. В частности, при прокладке медных жил требуется

минимальное сечение не меньше, чем 2,5 мм², в то время как для Al проводников данное значение составляет 4,0 мм². При проектировании и монтаже электрооборудования не следует применять сечение проводников, превышающее 6 мм².

Одним из важных аспектов при работе с трансформатором тока является определение сопротивления приборов, подключенных непосредственно к самой нагруженной обмотке. Для этой цели рекомендуется составить и заполнить таблице 6, в которую внесутся соответствующие данные.

Таблица 6 - Перечень подсоединенных измерительных приборов [6],[7]

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-1	0,12	0,12	0,12
Ваттметр	СР 3021	5	5	5
Варметр	СТ3021	1	1	1
Счетчик активной /реактивной энергии	ZMD.405.СТ 41	0,65	0,65	0,65
Итого		6,77	6,77	6,77

Принимаем переходное сопротивление контактов равным $R_k = 0,1$ Ом, т.к. подключается более одного измерительного прибора.

Сопротивление проводов:

$$R_{пр} = 15 \cdot 0,12 = 1,8 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}}, \quad (51)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,8} = 0,729 \text{ мм}^2.$$

где $l_p = l = 75$ м - расчетная длина провода для ОРУ-110 кВ при схеме соединения в полную звезду [11].

Монтаж чаще всего осуществляется проводами(медными), по этой причине необходимо выбрать провода с жилами из меди с сечением $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

Все данные необходимо внести в табл. 7.

Таблица 7 - Расчетные и каталожные данные трансформатора тока 110 кВ

Трансформатор тока ТТЭО-110-1-200-0,2S-УХЛ1 -МА-2		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.с}}$
$I_{\text{раб}} = 131,21 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 10,62 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{красч}} = 2,07 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кТТ}} = 1875 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{красч}} < B_{\text{кТТ}}$
$R_{\text{пр}} = 14,83 \text{ Ом}; R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}; Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}; R_{\text{приб}} = 0,12 \text{ Ом};$ провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$		

6.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

В схеме линии 110 кВ выбираем емкостной электронный делитель напряжения с цифровым выходом типа ДНЕЭ-110-3-0,2-3Р-УХЛ1 -МА-2 [8],

Емкостные электронные делители напряжения с цифровым выходом предназначены для измерения и преобразования значений высокого напряжения в стандартное значение, удобное для измерений. Принцип работы основан на делении напряжения с помощью емкостного делителя и последующей его оцифровке аналого -цифровым преобразователем (АЦП). В этом случае измерение напряжения осуществляется с помощью выносного блока, установленного в основании опорной стойки делителя. Соединение удаленного блока и блока электронно -оптической обработки сигналов осуществляется оптоволоконным кабелем.

ДНЕЭ представляет собой сложное устройство, включающее в себя электронный блок с подключенными к нему выносными блоками измерения, расположенными в основании опорных стоек, и блок вторичного преобразования измеряемого сигнала в аналоговую форму. Логическая схема показана на рисунке 11.

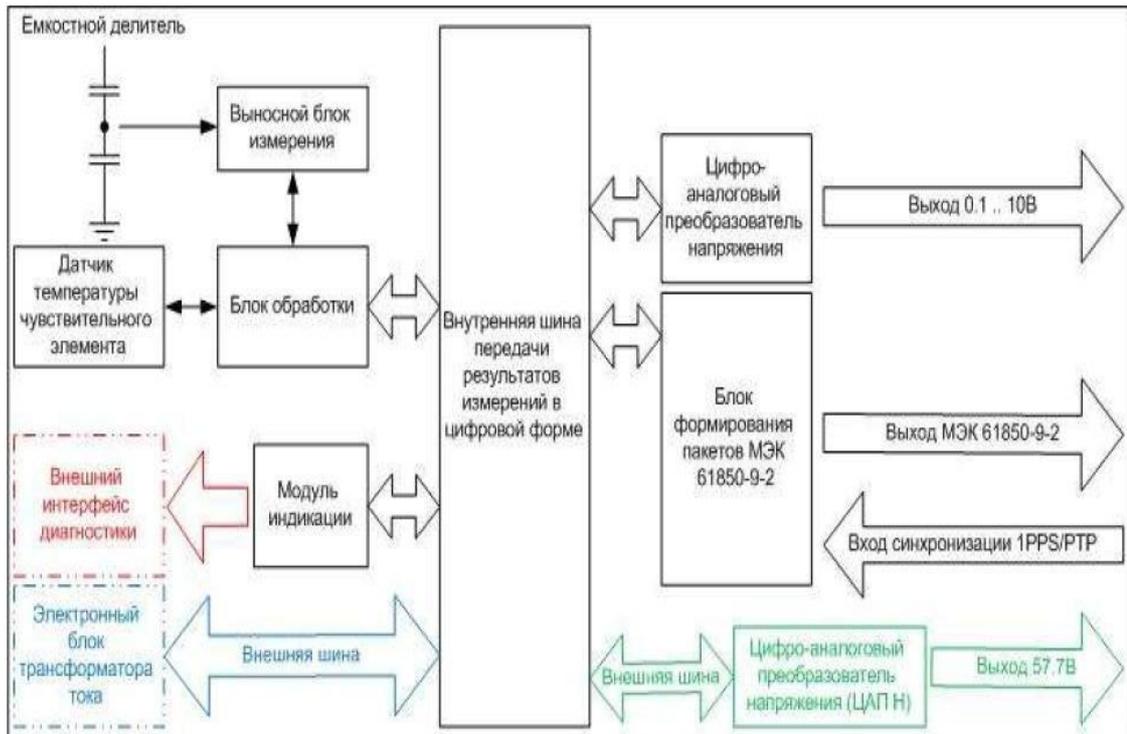


Рисунок 11 - Логическая схема ДНЕЭ

Встроенное программное обеспечение представляет собой набор микропрограмм, предназначенных для обеспечения нормального функционирования ТТЭО и управления интерфейсом. Обеспечивает формирование пакета данных по стандарту МЭК 61850-9-2.

Перечень измерительных приборов и их характеристики указаны в таблице 8.

Таблица 8 - Перечень подключенных измерительных приборов [7], [8]

Прибор	Тип	Номинальная мощность одной обмотки $S_{ном}, В \cdot А$	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	$R_{приб}, Вт$	$Q_{приб}, ВАр$
Ваттметр	СР 3021	1,5	3	1	0	1	4,5	—
Варметр	СТ3021	1	3	1	0	1	3	—
Счетчик активной /реактивной энергии	ZMD.40 5.СТ 41	0,65	3	0,5	0,92	1	4,3	22,7
Вольтметр	СВ3021	2	3	0	0	1	6	—
Частотомер	СС3020	2	—	1	0	1	2	—
Итого							9,8	2,7

Нагрузка каждого прибора измерения, подключенных к соответствующему трансформатору напряжения:

$$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (52)$$

$$S_{приб} = \sqrt{19,8^2 + 22,7^2} = 30,12 В \cdot А.$$

Условие для выбора трансформатора напряжения по нагрузке(вторичной):

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (53)$$

Определение нагрузки всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения, обычно обозначается как S_2 — эта нагрузка представляет собой суммарную мощность, потребляемую всеми подключенными приборами.

Номинальная мощность трансформатора напряжения, выбранного в определенном классе точности, должна быта обозначена как $S_{ном}$.

$$30,12 \text{ В}\cdot\text{А} < 250 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Вывод. Итак, отметим, что выбранное основное коммутационное оборудование полностью удовлетворяет условиям (24) - (42) и является оптимальным для установки.

Опираясь на проведенные расчеты и следуя всем заявленным условиям (42) - (51) выбранные измерительные оптоэлектронный трансформатора тока марки и емкостной электронный делитель напряжения будут работать в требуемом классе точности и обеспечат все необходимые потребности цепей измерений и РЗиА.

7 Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд.

7.1 Выбор оперативного тока

В соответствии с действующими требованиями [11] для обеспечения нормального функционирования приборов, а также аппаратов для управления и сигнализации и для обеспечения питания цепей РЗиА необходим источник оперативного тока. Для ПС 35-750 кВ, как правило, применяют постоянный оперативный ток. Источником оперативного тока служит аккумуляторная батарея (АКБ) [2], работающая совместно с зарядно -подзарядным устройством в режиме постоянного подзаряда.

7.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

На ПС основными приемниками системы СН [5] являются электродвигатели системы обдува и циркуляции масла в силовых трансформаторах (если предусмотрено конструкцией трансформатора), устройства обогрева приводов выключателей и разъединителей, обогрев КРУ (КРУН), принудительная вентиляция, освещение, оперативные цепи и система пожаротушения (если предусмотрена конструкцией КРУН)[13].

На реконструируемой понизительной ПС 110 кВ Восточная количество ТСН оставляем без изменений - по одному на каждой секции шин 10 кВ.

Мощность каждого ТСН предусматривается не более 630 кВ·А.

ТСН оставляем марки ТМГ, мощностью 63 кВ·А, напряжением 10/0,4 кВ.

Вывод. Основное оборудование собственных нужд оставляем без изменений.

8 Выбор релейной защиты

Все электроустановки требуют наличия релейной защиты, предназначенной для автоотключения какого-либо участка или оборудования непосредственно при возникновении каких-либо повреждений. Отключение происходит в случае, если повреждение может привести к поломке оборудования или всей электроустановки в целом. Кроме того, релейная защита также реагирует на условия, которые могут нарушить нормальную работу электроустановки.

Для релейной защиты устанавливаются следующие требования:

- Селективность (избирательность): Релейная защита должна быть способна отключить только ту минимальную часть или элемент установки, которые вызвали нарушение режима работы, что гарантирует отключение лишь проблемного участка, в то время как остальная система продолжит работу. Пример: Предположим, что в электроустановке имеется несколько подзащитных устройств, и одно из них стало источником проблемы. Релейная защита должна отключить именно это устройство, не затрагивая при этом другие работающие устройства.
- Чувствительность: Релейная защита должна быстро реагировать на заданные заранее отклонения от нормального режима работы, даже если они малозначительны, что гарантирует высокую точность и надежность работы защитной системы. Пример: Если в электроустановке возникают небольшие изменения напряжения или тока, релейная защита должна обнаружить эти отклонения и принять соответствующие меры для предотвращения возможных проблем.
- Надежность: Релейная защита должна работать надежно даже при отклонениях от нормального режима работы, что достигается правильным выбором схемы и устройств защиты, а также правильной эксплуатацией системы. Пример: Проведение регулярных

технических проверок и испытаний релейной защиты помогает выявить возможные проблемы или неисправности заранее и принять меры по их устранению. Эти мероприятия повышают надежность и эффективность защитной системы.

- **Скорость:** Скорость работы реле определяется требованиями технологического процесса. Пример: В системе электроснабжения медоборудования, если возникает сбой или же повреждение, релейная защита должна отключить проблемный участок максимально в сжатые сроки, чтобы предотвратить при этом потерю электропитания и сохранить работоспособность медицинских приборов.

Соблюдение этих требований позволяет обеспечить эффективную и надежную работу релейной защиты, обеспечивая при этом безопасность и также стабильность электроустановок.

Проанализируем защиту (релейную) силового трансформатора, установленного на ПС 110 кВ Восточная.

Вся релейная защита состоит из нескольких комплектов основных и резервных защит. К основным защитам относятся дифференциальная токовая защита (ДПЗ), максимальная токовая защита (МТЗ) на стороне 110 кВ, отсечка тока на части 110 кВ (ТО), газовая защита и защита от перегрузок.

К резервным защитам относятся МТЗ с пуском напряжения на части 10 кВ, защита от замыканий на землю на стороне 10 кВ, контроль изоляции вводов (КИВ) на стороне 10 кВ блочного трансформатора, защита от внешних замыканий на землю на части 110 кВ. сеть кВ.

Дифференциальная токовая защита (ДПЗ) [3] выполнена на реле типа ДЗТ-21. Зона защиты ограничивается местами установки трансформаторов тока (ТТ). Один комплект (ТА1) устанавливается на ОРУ-110 кВ, второй - на стороне низкого напряжения (ТА4). Защита «прикрывает» силовой трансформатор и низковольтные шины. Дифференциальная защита обладает абсолютной селективностью, т.е. отсутствуют «мертвые» зоны. Работает с временной задержкой.

Принцип работы дифференциальной защиты следующий:

При коротком замыкании (КЗ) значение тока в цепи резко возрастает, а значение напряжения падает практически до 0. Величина вторичного тока ТТ с обеих сторон трансформатора изменяется пропорционально ток короткого замыкания, в результате которого срабатывают дифференциальные реле КАВ1 -КАВ3, подключенные к вторичным обмоткам ТТ. Их контакты КАВ1 -КАВ3, обмотка реле индикатора КН1 и промежуточное реле КЛ1 находятся под напряжением. Контакты КН1 замыкаются в цепях сигнализации, информируя оперативный персонал о срабатывании защиты. Контакты КЛ1.1 и КЛ1.2 замыкаются в цепях отключения выключателей Q1 и Q2, отключая трансформатор от сети.

Максимальная токовая защита (МТЗ) [19] на стороне 110 кВ выполнена на токовых реле типа РТ-40/20 (КА1-КА3). Защита срабатывает с временной задержкой.

В случае короткого замыкания через обмотки реле начинает протекать ток, отличный от номинального. Контакты КА1-КА3 замыкаются, на обмотку реле времени КТ1 подается питание. Его контакт КТ1.1 замыкается с выдержкой времени, обмотка реле индикатора КН2 и промежуточное реле КЛ1 получают питание. Контакты КН2 замыкаются в цепях сигнализации, информируя оперативный персонал о срабатывании защиты. Контакты КЛ1.1 и КЛ1.2 замыкаются в цепях отключения выключателей Q1 и Q2, отключая трансформатор от сети.

Токовая отсечка (ТО) на стороне 110 кВ осуществляется реле тока типа РТ-40/20. Срабатывает мгновенно при коротком замыкании.

Принцип работы следующий:

ТТ (ТА2), установленные на стороне 110 кВ силового трансформатора, питают обмотки реле тока КА4-КА7. Их контакты КА5-КА7 замыкаются, обмотка реле индикатора КН5 получает питание. При этом обмотка реле напряжения перестает получать питание, его контакт КВ1.1 становится нормально замкнутым и питание получает обмотка промежуточного реле КЛ2.

Его контакт KL2.2, замыкаясь, шунтирует обмотку реле КН5, и подает питание на обмотку промежуточного реле KL1. Контакты KL1.1 и KL1.2 замыкаются в цепях отключения выключателей Q1 и Q2, отключая трансформатор от сети. В свою очередь контакты сигнального реле КН5 замыкаются в цепях сигнализации, информируя оперативный персонал о срабатывании защиты.

Газовая защита выполнена на газовом реле типа РГЧЗ-66 [16]. Имеет две пары контактов: одна для сигнала, другая для выключения. Контакт KSG1 замыкается, питание подается на обмотку указательного реле КН6, а затем на оперативную накладку. В положении «1» газовая защита срабатывает на отключение, через промежуточное реле KL1. Если оперативную накладку перевести в положение «2», то оба контакта KSG1 и KSG2 газового реле будут выводить защиту только по сигналу, через реле индикатора КН7. Его контакты замыкаются в цепях предупреждения и сигнализации.

Защита от перегрузки выполнена на реле тока РТ-40/20 (КА4). Защита работает только по сигналу.

Обмотка реле питается от ТТ ТА2, установленного на стороне 110 кВ силового трансформатора. Его контакт КА4 замыкается, обмотка реле времени КТЗ получает питание. В свою очередь его контакт КТЗ.1 замыкается с выдержкой времени и подает питание на обмотку реле индикатора КН4. Его контакты замыкаются в цепях сигнализации, информируя обслуживающий персонал об аварийной перегрузке трансформатора.

Вывод: Выбранная схема построения релейной защиты удовлетворяет всем условиям по обеспечению безопасной работы основного оборудования.

9 Расчет заземляющих устройств

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), заземляющие устройства электрических установок с сетью, имеющей эффективно и глухозаземленную нейтраль, должны быть спроектированы с учетом допустимого контактного напряжения. Разрешенное значение контактного напряжения зависит от времени воздействия.

Для обеспечения ограничения контактного напряжения на всей территории подстанции в любое время года до ном значения, а также для предотвращения превышения напряжения на заземляющем устройстве свыше 10 тыс. В, заземляющее устройство должно быть выполнено в соответствии с нормами напряжения прикосновения.

В случае, когда заземляющее устройство является общим для систем высокого и среднего напряжения, сложный заземлитель может быть заменен квадратной моделью, при условии, что площадь, общая длина горизонтальных проводников и глубина закладки идентичны. Отметим, что в расчетах использование многослойного грунта представляется в виде двухслойной модели.

Расчет заземляющего устройства выполняется для объектов распределительных устройств напряжением 110 кВ и для всей территории подстанции в целом.

Заземляющее устройство является общим для объектов распределительных устройств напряжением 110 кВ и территории подстанции, за исключением площади, занимаемой объектами распределительных устройств и фундаментами трансформаторов. Оно состоит непосредственно из вертикальных заземлителей, расположенных вдоль периметра, а также продольных и поперечных полос, образующих заземляющую выравнивающую сетку.

Площадь, занимаемая подстанцией, определена в соответствии с генеральным планом подстанции и составляет 107 м в длину и 67 м в ширину.

ППУ занимает площадь 540 м². Фундаменты трансформатора занимают площадь 99,36 м² каждый. Площадь подстанции, за вычетом площади действующей установки под фундаменты трансформаторов, составляет 6430,28 м². Периметр 348 м.

Для обеспечения безопасности и эффективной работы электрической системы часто применяют заземляющие горизонтальные полосы. Эти полосы прокладываются вдоль и поперек на определенном расстоянии друг от друга.

Например, при прокладке полос вдоль, расстояние между ними составляет 11,16 метра. Это позволяет равномерно распределить заземляющие элементы вдоль системы. Такое размещение полос создает низкое сопротивление и обеспечивает эффективное заземление.

Аналогично, при прокладке полос поперек, расстояние между ними составляет 10,7 метра. Такое расположение горизонтальных полос в поперечном направлении обеспечивает перекрытие и полное покрытие площади заземления. Это особенно важно для больших систем, где требуется равномерное распределение заземляющих элементов.

Приведенный план заземляющей сетки на рисунке 10 является наглядным примером, иллюстрирующим правильное расположение заземляющих горизонтальных полос.

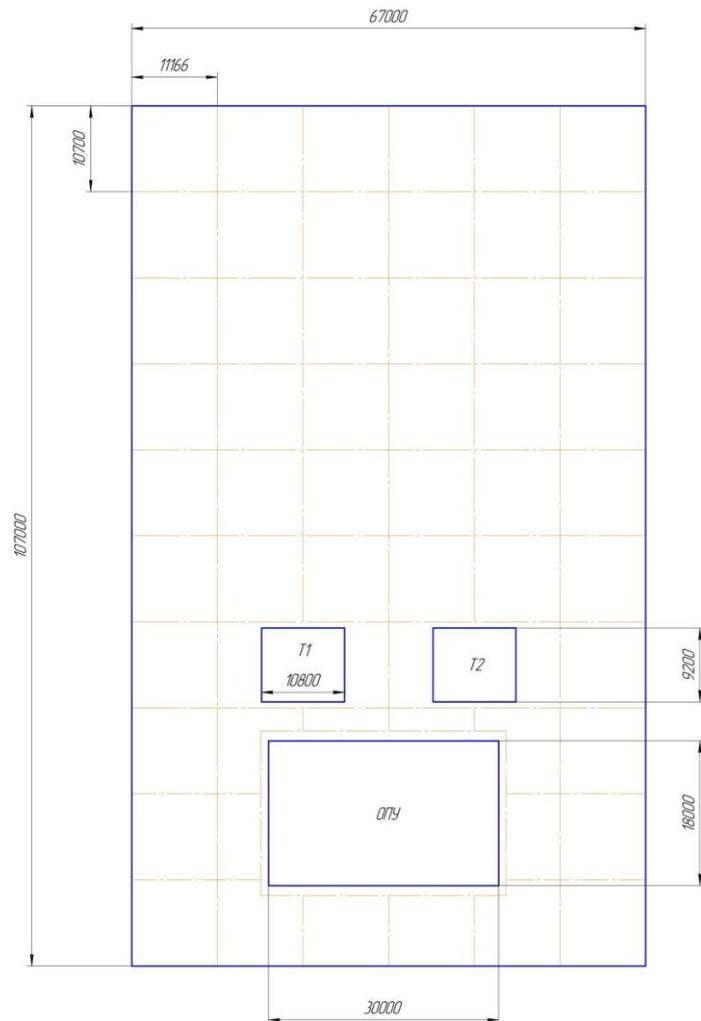


Рисунок 12 - Заземляющая сетка подстанции

Заземляющая сетка, необходимая для обеспечения электробезопасности, имеет определенную структуру и размеры. В её состав входят различные продольные и поперечные полосы.

Продольные полосы заземляющей сетки имеют следующие длины:

- 4 полосы длиной 107 м каждая,
- 2 полосы длиной 64,2 м каждая,
- 3 полосы длиной 11,6 м каждая,
- 1 полоса длиной 77,75 м.

Поперечные полосы заземляющей сетки также играют очень важную роль. В сетку входят:

- 8 поперечных полос длиной 67 м каждая,

4 поперечные полосы длиной 18,17 м каждая.

Теперь рассмотрим, как можно определить площадь заземляющей сетки, исходя из указанных нами размеров полос:

$$S = ((67 \cdot 74,9) - 198,72) + ((32,1 \cdot 67) - 540) = 6430,28 \text{ м}^2. \quad (54)$$

Вычислим периметр заземляющей сетки:

$$P = (107 + 107 + 67 + 67) - (10,8 + 9,2) \cdot 2 - 30 - 18 = 260 \text{ м}. \quad (55)$$

Вычислим показатель длины горизонтальных полос заземляющей сетки:

$$L = (4 \cdot 107) + (2 \cdot 64,2) + (3 \cdot 11,6) + 77,75 + (8 \cdot 67) + (4 \cdot 18,17) = \\ = 1277,63 \text{ м},$$

Число вертикальных заземлителей установим по соответствующей формуле:

$$n = \frac{P}{a}, \quad (56)$$

где $a = 10$ - показатель расстояния непосредственно между вертикальными заземлителями, м.

$$n = \frac{260}{10} = 26 \text{ шт.}$$

Расчетное сопротивление верхнего слоя грунта при сооружении ОРУ можно определить с учетом его удельного сопротивления и промерзания. В данном случае, удельное сопротивление верхнего слоя составляет $\rho_B = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а нижнего слоя - $\rho_H = 34 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Для расчета сопротивления верхнего слоя грунта учитывается влияние промерзания. Формула для определения расчетного сопротивления выглядит следующим образом:

$$\rho_{в.с.} = k_c \cdot \rho_B, \quad (57)$$

где $k_c = 1,15 \dots 1,45$ - коэффициент сезонности.

$$\rho_{в.с.} = 1,45 \cdot 125 = 181,25 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для проектирования эффективного заземляющего устройства необходимо учитывать допустимое напряжение прикосновения — оно определяется непосредственно временем отключения однофазных КЗ на землю на территории объекта РС.

Расчет тока КЗ (однофазного) на землю выполняется с использованием соответствующей формулы:

$$I_{по}^{(1)} = 1,5 \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (58)$$

где $I_{по}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания, А.

$$I_{по}^{(1)} = 1,5 \cdot 4670 = 7005 \text{ А}.$$

Коэф. напряжения прикосновения определяется по соответствующей формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (59)$$

где $l_B = 5$ - длина вертикального заземлителя, м;

$M = 0,79$ - параметр, зависящий от $\frac{\rho_{в.с.}}{\rho_H}$

β - коэффициент, вычисляемый по сопротивлению человеческого тела и по показателю сопротивлению токового растекания непосредственно от ступеней.

Вычисляется как

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (60)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 125)} = 0,84,$$

$$k_{\text{п}} = \frac{0,79 \cdot 0,84}{\left(\frac{5 \cdot 1277,63}{10 \cdot \sqrt{6430,28}}\right)^{0,45}} = 0,26.$$

По формуле ниже вычисляем потенциал на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}}, \quad (61)$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ - предельно допустимое напряжение.

$$U_3 = \frac{200}{0,26} = 769,23 \text{ В.}$$

$$769,23 \text{ В} < 10000 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

По формуле ниже вычислим допустимое сопротивление ЗУ:

$$R_3 = \frac{U_3}{k_{\text{с}} \cdot I_{\text{по}}^{(1)}}, \quad (62)$$

$$R_3 = \frac{769,23}{0,5 \cdot 7005} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Для замены действительного плана заземляющего устройства мы рекомендуем использовать аналогичную квадратную модель. Это поможет обеспечить эффективную заземляющую систему, сократить затраты и упростить процесс установки.

Чтобы определить сторону квадрата для новой модели, мы можем использовать следующую формулу:

$$l'_{\text{расч}} = \sqrt{S}, \quad (63)$$
$$l'_{\text{расч}} = \sqrt{6430,28} = 80,19 \text{ м.}$$

Чтобы определить число ячеек сетки непосредственно на стороне квадрата, используется следующая формула:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (64)$$
$$m = \frac{1277,63}{2 \cdot \sqrt{6430,28}} - 1 \approx 7 \text{ шт.}$$

Принимаем $m = 7$ шт.

Длина полос ячеек модели является важным параметром и определяется по следующей формуле:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (65)$$
$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{6430,28} \cdot (7 + 1) = 1283,02 \text{ м.}$$

Длина сторон ячеек модели определяется с помощью следующей формулы

$$a_{\text{расч}} = \frac{l'_{\text{расч}}}{m}, \quad (66)$$

$$a_{\text{расч}} = \frac{80,19}{7} = 11,45 \text{ м.}$$

Для определения числа вертикальных заземлителей по контурному периметру мы можем использовать следующую формулу:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a_{\text{расч}}}, \quad (67)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{6430,28}}{11,45} \approx 28 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_{\text{в}} = 28$ шт.

Для определения общей длины вертикальных заземлителей мы можем использовать следующую формулу:

$$L'_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \quad (68)$$

$$L'_{\text{в}} = 5 \cdot 28 = 140 \text{ м.}$$

Для определения относительной глубины заземлителей можно использовать следующую формулу:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (69)$$

где $t = 0,7$ - это глубина залегания, м.

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{6430,28}} = 0,071 \text{ м.}$$

Так как $t_{\text{отн}} < 0,1$, то множитель A находим по формуле:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \quad (70)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{6430,28}} = 0,38.$$

Для определения общего сопротивления сложного заземлителя, который был преобразован в расчетную модель, используется следующая формула:

По диаграмме 1 определяем $\rho_{\text{ЭКВ}}$ для $\frac{\rho_{\text{в.с.}}}{\rho_{\text{н}}} = 3,67$.

Из диаграммы:

$$\frac{h_1 - t}{l_{\text{в}}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26,$$

$$\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_{\text{н}}} = 1,3,$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 1,3 \cdot \rho_{\text{н}}, \quad (71)$$

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 1,3 \cdot 1,334 = 44,2 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{L'_{\text{Г}} + L'_{\text{В}}}, \quad (72)$$

Для определения относительного эквивалентного удельного сопротивления земли (обозначаемого как $\rho_{\text{ЭКВ}}$) важно использовать диаграмму 1. Эта диаграмма позволяет получить значение относительного удельного сопротивления для двухслойной земли, применяемой в сетке с вертикальными проводниками.

Кроме того, для нашего рассмотрения имеет значение толщина верхнего слоя грунта, обозначаемая как h_1 и измеряемая в метрах.

$$R_3 = 0,38 \cdot \frac{44,2}{\sqrt{6430,28}} + \frac{44,2}{1283,02 + 140} = 0,24 \text{ Ом}.$$

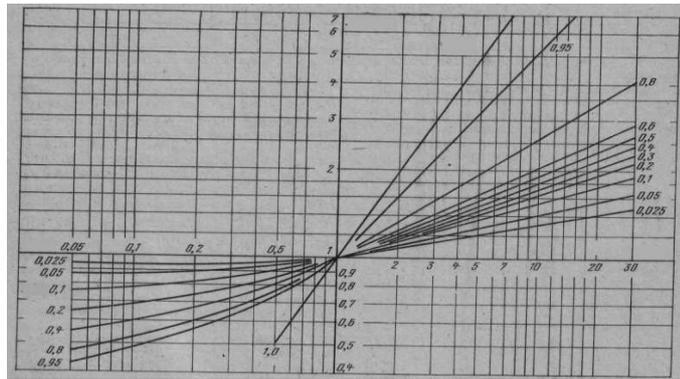


Диаграмма 1 - Диаграмма для установления эквивалентного удельного сопротивления двухслойной земли (относительного) в отношении сетки с проводниками вертикального типа

Для определения сопротивления ЗУ с учетом естественных заземлителей, используется следующая формула:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e}, \quad (73)$$

где $R_e = 2 \dots 4$ Ом - сопротивление естественных заземлителей (стальная труба), Ом.

$$R'_3 = \frac{0,24 \cdot 4}{0,24 + 4} = 0,23 \text{ Ом.}$$

Напряжение прикосновения - это электрическое напряжение, которое может возникнуть при соприкосновении человека с электрическим устройством или проводящей поверхностью. Определение напряжения прикосновения осуществляется с помощью специальной формулы ниже:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_{\text{по}}^{(1)} \cdot R'_3 \cdot 0,5, \quad (74)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,26 \cdot 7005 \cdot 0,23 \cdot 0,5 = 2094,5 \text{ В,}$$

$$2094,5 \text{ В} > 200 \text{ В.}$$

Заземляющее устройство не соответствует показателям безопасности.

Важно принять необходимые меры для уменьшения $U_{\text{пр}}$. Используем подсыпку гравийным слоем 0,2 м (толщина) в местах работы. Показатель уд.сопротивления верхней части гравия $\rho_{\text{в}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, тогда

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$k'_{\text{п}} = \frac{0,79 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 1277,63}{10 \cdot \sqrt{6430,28}} \right)^{0,45}} = 0,05,$$

$$U'_{\text{пр}} = \frac{200}{0,05} = 4000 \text{ В},$$

$$4000 \text{ В} < 10000 \text{ В},$$

$$R_3 = \frac{4000}{0,5 \cdot 7005} = 1,14 \text{ Ом},$$

$$R'_3 = \frac{1,14 \cdot 4}{1,14 + 4} = 0,88 \text{ Ом},$$

$$U_{\text{пр}} = 0,05 \cdot 7005 \cdot 0,88 \cdot 0,5 = 154,11 \text{ В},$$

$$154,11 \text{ В} < 200 \text{ В}.$$

Вывод. Заземляющее устройство является важной составляющей для обеспечения безопасности персонала и оборудования, предотвращая повреждения и возникновение аварийных ситуаций. Однако, чтобы эффективно выполнять свои функции, оно должно соответствовать определенным правилам безопасности и при этом быть оснащено дополнительными мерами.

10 Расчет молниезащиты

Молниезащитное заземление - предназначено для отвода в землю токов молнии и атмосферных индуцированных напряжений от молниеотвода, защитных тросов, разрядников, ограничителей перенапряжения и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Молниезащита может быть различных типов, включая:

Одностержневая:

В данном случае, молниезащита состоит из одного металлического стержня, который устанавливается на здании или другом объекте. Стержень служит для «привлечения молнии» и отвода ее энергии в землю, обеспечивая защиту от разрядов.

Двухстержневая молниезащита одинаковой или разной высоты:

В данном варианте, молниезащита состоит из двух стержней, которые могут быть одинаковой или разной высоты, что позволяет более эффективно привлекать разряды молнии и обеспечивать равномерное распределение энергии.

Многократная стержневая молниезащита: представляет собой систему из нескольких стержней, расположенных на разных уровнях здания или объекта, что позволяет создать множество точек привлечения разрядов и повысить эффективность защиты.

Одиночная тросовая молниезащита:

В данном случае, молниезащита представляет собой одиночный трос, который устанавливается на объекте. Трос служит для привлечения молнии и отвода ее энергии в землю, обеспечивая надежную защиту.

Многократная тросовая молниезащита:

Множественная тросовая молниезащита состоит из нескольких параллельных тросов, установленных на объекте. Данная система создает множество путей для разрядов молнии и повышает степень защиты.

В зависимости от степени надежности защиты, молниезащиту можно классифицировать на два типа зон:

Зона А (степень надежности защиты $> 99,5\%$):

Пример: В данной зоне молниезащита обеспечивает очень высокий уровень защиты, гарантируя, что вероятность попадания молнии в объект будет менее $0,5\%$.

Зона Б (степень надежности защиты $95-99,5\%$):

Пример: Здесь молниезащита обеспечивает хороший уровень защиты, гарантируя, что вероятность попадания молнии в объект будет от $0,5\%$ до 5% .

Параметрами защиты являются:

B - ширина защищаемого объекта, м;

h_0 - высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

h_1 - высота стержневого молниеотвода меньшей высоты, м;

h_2 - высота стержневого молниеотвода большей высоты, м;

h_m - высота стержневого молниеприемника, м;

h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_0, r_x - радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения, м;

α - угол защиты (между вертикалью и образующей), град.

Исходные данные для расчета молниезащиты являются:

$h_1 = 19,35$ м, $h_2 = 25$ м, $h_x = 10$ м (высота оборудования в верхней точке),
 $n = 40$, $B = 30$.

Зона А

Определяем высота вершины конуса стержневого молниеотвода:

$$h_{01} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h_1 - 30)] \cdot h_1, \quad (75)$$

где h_1 - полная высота стержневого молниеотвода, м

$$h_{01} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(19,35 - 30)] \cdot 19,35 = 13,69 \text{ м.}$$

Вычислим конусные радиусы конусов обеспечения защиты непосредственно на уровне земли:

$$r_{01} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)] \cdot h_1, \quad (76)$$

$$r_{01} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(19,35 - 30)] \cdot 19,35 = 11,9 \text{ м.}$$

Определяем предельное расстояние между молниеотводами, когда высота обоих молниеотводов находится в интервале от 30 до 100 м:

$$L_{max} \leq [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h_1 - 30)] \cdot h_1, \quad (77)$$

$$L_{max} \leq [4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(19,35 - 30)] \cdot 19,35 = 82,97 \text{ м.}$$

Определяем внутреннюю область зоны защиты, расположенной между молниеотводами - область слияния зон защиты отдельных молниеотводов. Для выбранного уровня надежности $P_3 = 0,9$ и при высоте молниеотводов до 30 м это будет иметь место при расстоянии L между молниеотводами не более $2,5 \cdot h_1$.

$$L \leq L_c = 2,5 \cdot h_1. \quad (78)$$

При высоте молниеотводов от 30 до 100 м зона защиты не будет иметь провеса в средней части при расстоянии L между молниеотводами не более $[2,5 - 0,0107 (h_1 - 30)] \cdot h_1$.

Для расстояний между молниеотводами $L_c \leq L \leq L_{max}$ в средней части зоны защиты появляется «провес», высота которого h_c определяется как:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_{01}. \quad (79)$$

Входящие предельные расстояния L_{max} и L_c вычисляются исходя из условия $L_{max} \leq 5,75 \cdot h_1$, $L_c \leq 2,5 \cdot h_1$.

$$\begin{aligned} L_{max} &\leq 5,75 \cdot h_1 = 5,75 \cdot 19,35 = 111,26 \text{ м,} \\ L_c &\leq 2,5 \cdot h_1 = 2,5 \cdot 19,35 = 48,38 \text{ м,} \end{aligned}$$

Принимаем $L = 60$ м.

$$h_c = \frac{111,26 - 60}{111,26 - 48,38} \cdot 13,69 = 11,16 \text{ м.}$$

Определяем радиусы защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h_1) \cdot \left(h_1 - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (80)$$

где h_x - высота защищаемого сооружения, м

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 19,35) \cdot \left(19,35 - \frac{4}{0,85} \right) = 15,54 \text{ м.}$$

Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x, \quad (81)$$
$$h_a = 19,35 - 10 = 9,35 \text{ м.}$$

Определяем угол защиты:

$$\alpha^{(A)} = \arctg \frac{r_o}{h_o}, \quad (82)$$
$$\alpha^{(A)} = \arctg \frac{11,61}{13,69} = 40,3^\circ.$$

Зона Б.

$$h_{02} = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(25 - 30)] \cdot 25 = 17,58 \text{ м,}$$

$$r_{02} = [0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(25 - 30)] \cdot 25 = 15,17 \text{ м,}$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot \left(25 - \frac{4}{0,85}\right) = 21,3 \text{ м,}$$

$$h_a = 25 - 10 = 15 \text{ м,}$$

$$\alpha^{(B)} = \arctg \frac{15}{17,5} = 40,6^\circ.$$

Определяются габаритные размеры защищаемого объекта в каждой зоне молниезащиты:

Зона А

$$\varphi^{(A)} = \arcsin \frac{B}{2 \cdot r_x^{(A)}}, \quad (83)$$

$$\varphi^{(A)} = \arcsin \frac{30}{2 \cdot 15,54} = 74,85^\circ,$$

$$\cos \varphi^{(A)} = 0,26,$$

$$A^{(A)} = 2 \cdot r_x^{(A)} \cdot \cos\varphi^{(A)}, \quad (84)$$

$$A^{(A)} = 2 \cdot 15,54 \cdot 0,26 = 8,08 \text{ м},$$

$A = 8,08 \text{ м}, B = 30 \text{ м}, H = 10 \text{ м}.$

Зона Б:

$$\varphi^{(B)} = \arcsin \frac{B}{2 \cdot r_x^{(B)}}, \quad (85)$$

$$\varphi^{(B)} = \arcsin \frac{30}{2 \cdot 21,3} = 44,76^\circ,$$

$$\cos\varphi^{(B)} = 0,7,$$

$$A^{(B)} = 2 \cdot r_x^{(B)} \cdot \cos\varphi^{(B)}, \quad (86)$$

$$A^{(B)} = 2 \cdot 21,3 \cdot 0,7 = 29,82 \text{ м},$$

$A = 29,82 \text{ м}, B = 30 \text{ м}, H = 10 \text{ м}.$

Рассмотрим вопрос вероятной поражаемости защищаемых объектов в тех зонах, где отсутствует система молниезащиты. Молния представляет значительный риск для сооружений и электронного оборудования, поэтому оценка вероятности поражения в таких зонах является важной задачей:

$$N_A = [(B + 6h_x)(A^{(A)} + 6h_x) - 7,7h_x^2]n \cdot 10^{-6}, \quad (87)$$

$$N_A = [(30 + 6 \cdot 10)(8,08 + 6 \cdot 10) - 7,7 \cdot 10^2] \cdot 40 \cdot 10^{-6} =$$

0,21 поражений,

$$N_B = [(B + 6h_x)(A^{(B)} + 6h_x) - 7,7h_x^2]n \cdot 10^{-6}, \quad (88)$$

$$N_B = [(30 + 6 \cdot 10)(29,82 + 6 \cdot 10) - 7,7 \cdot 10^2] \cdot 40 \cdot 10^{-6}$$

= 0,29 поражений.

В зоне В число поражений за 12 мес. больше.

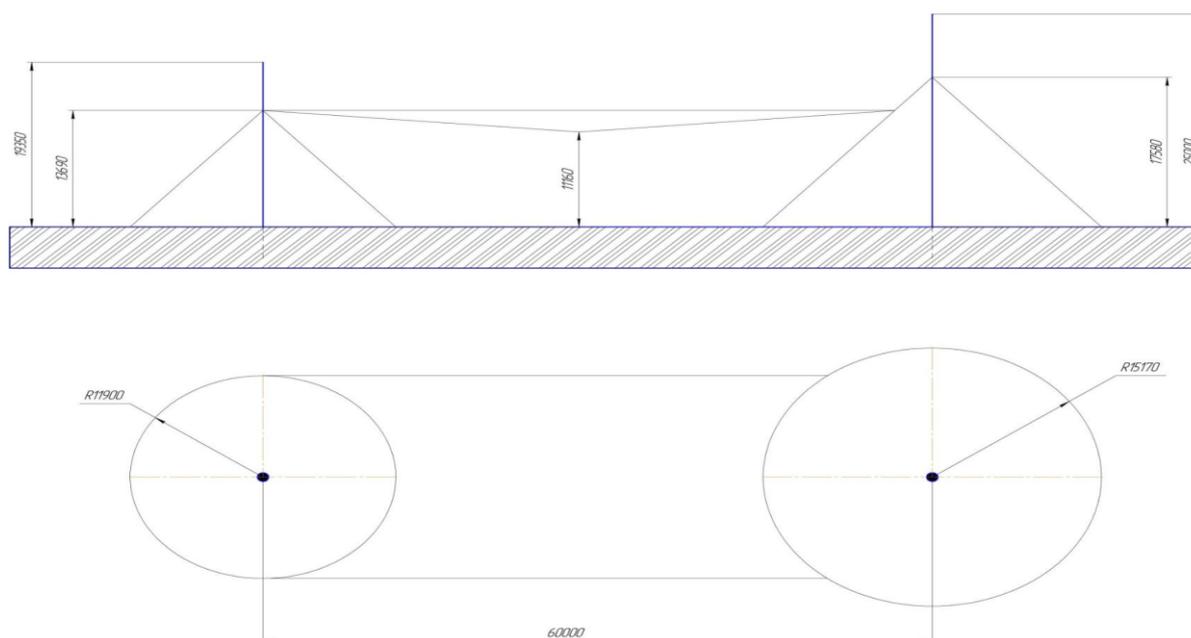


Рисунок 14 - Молниезащита ПС 110 кВ Восточная

Вывод. Выполненное в соответствии с расчетами (78) - (91) устройство для защиты территории подстанции от прямых ударов молнии полностью отвечает всем требованиям [11] и пригодно к эксплуатации. Дополнительно к основной защите, от стоек конструкций ОРУ обеспечиваться растекание тока молнии по магистралям заземляющего устройства, не менее чем в двух направлениях. Подстанция в целом имеет очень компактный вид, следовательно, надежно защитить все оборудование от прямых ударов молнии полностью позволять рассчитанное заземляющее устройство и устройство молниезащиты.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные моменты, связанные с процессом организации работ при проведении реконструкции ОРУ-110 кВ понизительной подстанции.

Рассмотрен и произведен расчет силового трансформатора увеличенной мощности, а также обеспечена его защита, посредством применения и организации релейной защиты.

Произведен расчет токов короткого замыкания, на основании которого выбрано основное коммутационное оборудование, такое как выключатель и разъединитель. Также предусмотрены измерительные трансформаторы тока и напряжения, для обеспечения пуска релейной защиты и измерения технических параметров цепи. Выбранная схема построения релейной защиты удовлетворяет всем условиям по обеспечению безопасной работы основного оборудования

Для защиты основного оборудования ОРУ подстанции от атмосферных и коммутационных перенапряжений, в цепи напряжения уровня ВН и СН2 предусмотрены нелинейные ограничители перенапряжения. Для защиты основного оборудования на территории подстанции от прямого попадания молнии произведен расчет и смонтированы заземляющие устройства и молниеотводы. Дополнительно к основной защите, от стоек конструкций ОРУ обеспечивается растекание тока молнии по магистралям заземляющего устройства, не менее чем в двух направлениях.

Таким образом, работы связанные с проведением реконструкции объектов электросетевого хозяйства распределительных сетевых компаний является одной из важных составляющих во всем процессе бесперебойной подачи и распределения электроэнергии потребителям, также, как и поддержание оборудования в технически-исправном состоянии в соответствии с графиками технического обслуживания и ремонта.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Выключатели элегазовые баковые напряжением 110 кВ [Электронный ресурс] : Каталог производителя АО «УЭТМ». URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>.
2. Гефтер М.В., Пылинская Е.Р. Установки оперативного тока на электрических станциях и подстанциях // Репозиторий БПТУ [Электронный ресурс]. URL: <https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/22266/%20.%2027-28.pdf?sequence=1>.
3. Голанцов Е.Б., Молчанов В.В.. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23) // М.: Энергоатомиздат, 1990, - 88 с.
4. Измерительные трансформаторы серии ТВ напряжением 110 кВ [Электронный ресурс] : Каталог производителя ОАО "СЗТТ". URL: <https://www.cztt.ru/tv.html>.
5. Карпушонок К.А. Собственные нужды подстанций 35-330 кВ // Репозиторий БПТУ [Электронный ресурс]. URL: https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/50707/SOBSSTVENNYE_NUZHDY_PODSTANCIJ_35_330_KV.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
6. Микропроцессорные терминалы релейной защиты. [Электронный ресурс] : Каталог производителя АО «РАДИУС Автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza>
7. ОАО «Электроприбор»: [Электронный ресурс] : ОАО «Электроприбор». URL: <https://www.elpribor.ru>.
8. Описание типа средства измерения «Делители напряжения емкостные электронные ДНЕЭ с цифровым выходом» : ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», - Санкт-Петербург, 2016 г.

9. Описание типа средства измерения «Трансформаторы тока электронные оптические ТТЭО с цифровым выходом» : ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», - Санкт-Петербург, 2016 г.
10. Плановые часы пиковой нагрузки на 2022 год для территорий, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности, и территорий, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.arctic-energo.ru/files/attachments/0000/1867/f5eeae304c464668974eea10b3bd7ce9d19f4f50.pdf>
11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. - Москва : ЭНАС, 2013.
12. Рожкова, Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций // 2-е изд., стер. - Москва : Издательский центр «Академия», 2005. - 448 с.
13. Семенов, Н.И. Основное и вспомогательное оборудование станций и подстанций // - 2-е изд. – Л., 1972. – 423 с
14. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ: [Электронный ресурс] : ПАО «ФСК ЕЭС». URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf.
15. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: [Электронный ресурс] : ПАО «ФСК ЕЭС». URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>.
16. Сулимова М.И.. Газовая защита с реле РГЧЗ-66 // Москва, - Энергия, 1976.
17. Техническое заключение 2012 г. по техническому освидетельствованию ПС 110 кВ Восточная // Саратов, ООО «Стандарт», - 2012г.

18. Трансформаторы силовые масляные напряжением 110 кВ [Электронный ресурс] : Каталог производителя АО «УЭТМ». URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produksii/item/transformatorysilovymaslyanyetrehfaznyeklassanapryajeni-yado110kv/>.
19. Шабад М.А.. Максимальная токовая защита // Ленинград (Санкт-Петербург), Энергоатомиздат, 1991.
20. Электроаппараты. Разъединители наружной установки напряжением 110 кВ [Электронный ресурс] : Каталог производителя АО «Самараэлектрощит». URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/>.