

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «УМЗ»

Студент(ка)

Е.И. Слотин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Бакалаврская работа посвящена реконструкции электрической части понизительной подстанции (ПС).

Пояснительная записка включает в себя разделы:

- введение и заключение;
- расчёт электрических нагрузок понизительной ПС;
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- выбор электрической схемы ПС;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов;
- выбор основных конструктивных решений по понизительной ПС;
- расчёт релейной защиты;
- выбор оперативного тока, системы измерений, собственных нужд.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 59 листов, 11 таблиц, 6 рисунков и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Основная характеристика электрической части подстанции «УМЗ».....	5
2. Выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов на подстанции 110/10 кВ «УМЗ».....	9
3. Расчёт токов короткого замыкания электрической подстанции 110/10 кВ «УМЗ».....	14
4. Мероприятия по замене электрического оборудования подстанции 110/10 кВ «УМЗ».....	18
5. Релейная защита подстанции.....	35
6. Выбор оперативного тока.....	42
7. Расчет заземления подстанции.....	43
8. Молниезащита подстанции.....	51
9. Организационно – экономическая часть подстанции.....	53
Заключение.....	57
Список использованных источников.....	58
Приложение А.....	60
Приложение Б.....	61
Приложение В.....	62
Приложение Г.....	63
Приложение Д.....	64

Введение

Российская экономика очень тесно связана со всеми отраслями хозяйства. Большое количество энергии, вырабатываемыми различными электростанциями, передается потребителю - это транспорт, заводы, сельское хозяйство, города.

Подстанции являются точками в электрической сети, где линии электропередачи и распределительные фидеры соединены друг с другом через автоматические выключатели или переключатели с помощью сборных шин и трансформаторов. Это позволяет контролировать переток мощности в сети, и общего переключения операций для целей технического обслуживания. Расположение подстанции должно обеспечивать легкий доступ, не только для персонала, но и для погрузочно-разгрузочного оборудования.

Что бы потребитель получал качественную электроэнергию, подстанция должна работать бесперебойно, необходимо обеспечить хорошую надежность, качество устанавливаемых устройств и оборудования, высокую безопасность на предприятии. Плановые осмотры и ремонты оборудования так же повышают надежность и бесперебойность подстанции. В результате всех мероприятий увеличивается и работоспособность всего оборудования, а также рост труда.

Целью данной бакалаврской работы является реконструкции электрической подстанции «УМЗ» Ульяновских электрических сетей из-за износа оборудования. Эти мероприятия должны обеспечить хорошее электроснабжения потребителей, увеличить срок работы подстанции, её надежность, а также обеспечить резервирование и защиту устройств на подстанции.

Информация для выполнения бакалаврской работы собрана на преддипломной практике.

1 Основная характеристика электрической части подстанции 110/10 кВ «УМЗ»

Определение состояния электрической части покажет, на сколько необходимо реконструировать подстанцию «УМЗ». В этом пункте можно увидеть, изношенность того или иного оборудования, и какое количество работ придется произвести для улучшения подстанции.

При реконструкции нужно опираться на основные пункты:

- 1) простоту, удобство, надежность всех электрических соединений;
- 2) какой физический износ у оборудования;
- 3) возможно ли установка нового оборудования.

1.1 Главная схема электрических соединений подстанции

Главная понизительная подстанция 110/10 кВ «УМЗ»- это электроустановка, служащая для преобразования и распределения электрической энергии. На данной подстанции имеется распределительное устройство, силовые трансформаторы (2 x ТДН-10000/110/10), установки для управления всем оборудованием. Питается подстанция от двух высоковольтных линий: Криуши 110 – УМЗ №1 и ВЛ-110 Криуши 110 –УМЗ №2 напряжением $U=110\text{кВ}$.

Упрощенную принципиальную схему подстанции «УМЗ» можно увидеть на рисунке 1.1. На ОРУ-110 используется схема с разъединителем и отделителем в цепи каждого трансформатора. Также имеются секционные разъединители (QS3, QS4), которые в нормальных режимах разомкнуты.

Со стороны низкого напряжения 10 кВ схема с одной секционированной системой шин. При какой либо аварии на трансформаторе, или отключения линии электропередач, срабатывает АВР и включается автоматический выключатель между шинами, контакты которого в нормальном режиме разомкнуты.

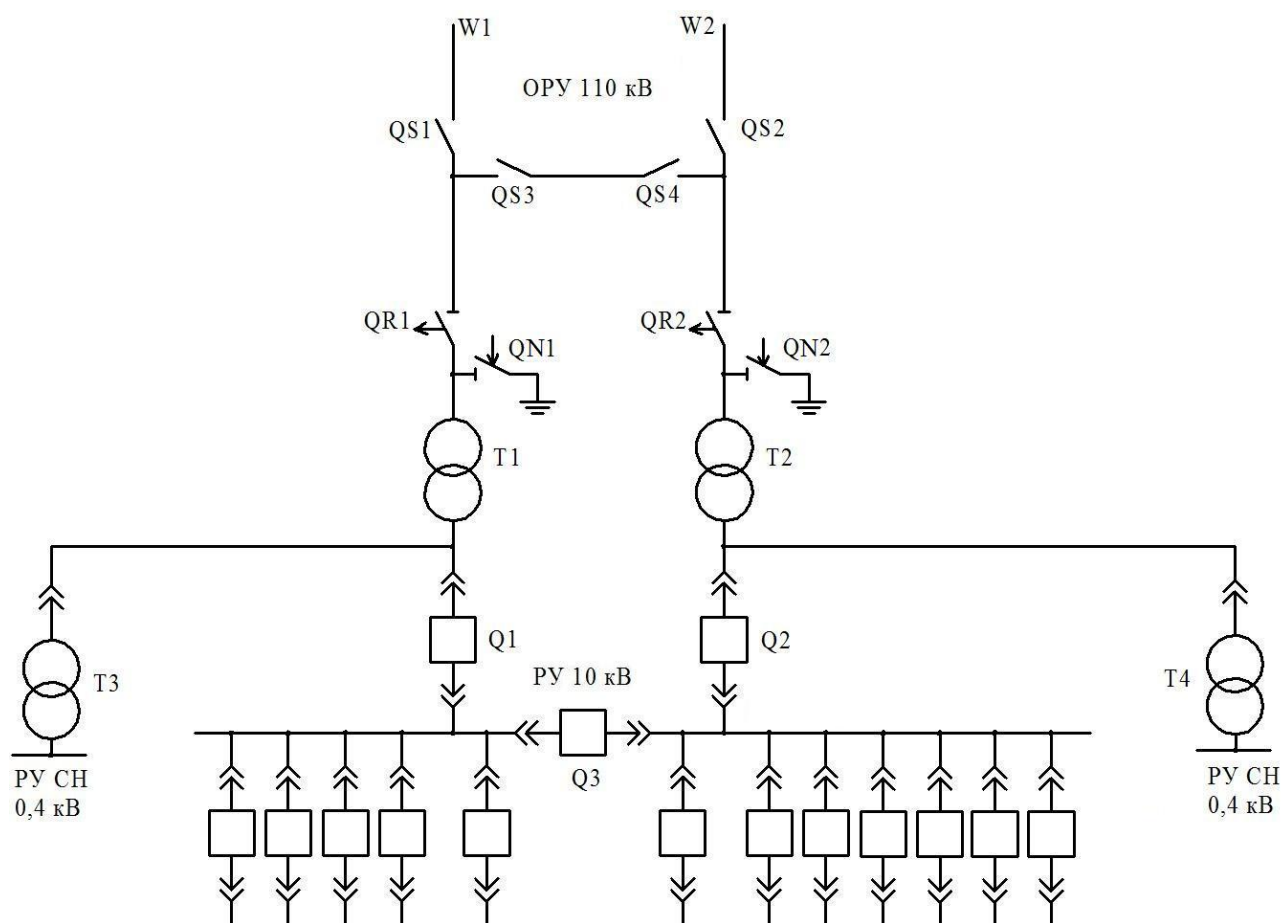


Рисунок 1.1- Упрощённая принципиальная электрическая схема

Подстанция «УМЗ» предназначена для электроснабжения ОАО «Ульяновский моторный завод», ОАО «РЖД», также электроснабжение получают несколько потребителей юридических лиц и бюджетных организаций.

Железнодорожное управление и моторный завод являются потребителями электроэнергии I категории. То есть, электроснабжение этого потребителя не должно прерываться не на секунду, перерыв может привести к большому ущербу или потери человеческих жизней. Следовательно, такие потребители должны запитываться от двух независимых источников питания. На данной подстанции это два трансформатора. В этом случае перерыв происходит только на время срабатывания автоматики. Это допускается в ПУЭ [1].

От подстанции «УМЗ» питается несколько потребителей юридических лиц и бюджетных организаций, которые относятся к потребителям II и III кате-

гории надёжности. Данные потребители также должны получать электроэнергию от двух источников питания.

1.2 Основное электрическое оборудование подстанции

На данной подстанции установлены комплектные распределительные устройства. Установка данных устройств выполнены по всем правилам СНиПа и ПУЭ. Сама же подстанция ограждена забором, сделанного из металлической сетки.

Подстанция, со стороны высокого напряжения, представлена в виде блоков, с встроенным оборудованием. Устройства на 110 кВ вмонтированы в железобетонные основания, которые располагаются, относительно, не высоко. Так же на ОРУ имеются, как пешеходные дорожки, так и дороги для транспорта. Шины выполняются сталеалюминиевыми проводами, сечением 120 мм².

Идеальный проводник должен отвечать следующим требованиям:

- Должен выдерживать указанные токи нагрузки и токи короткого замыкания
- Должны выдерживать прикладываемые на него усилия в любой ситуации. Это собственный вес, вес других проводников и оборудования, воздействие коротких замыканий и атмосферного воздействия, такие как ветер и образования гололеда.
- Не должен коронировать при номинальном напряжении
- Должен иметь минимальное количество стыков
- Количество опорных изоляторов должно быть минимальным
- Должен быть экономичным

Наиболее подходящим материалом для проводника является медь или алюминий. Сталь может использоваться, но имеет ограничения: низкую электрическую проводимость и высокая подверженность коррозии[16].

Крепятся шины на порталах с помощью подвесных изоляторов. Это по сути изолирующее устройство, хотя они способны справиться с малыми зарядными токами сборных шин и присоединений. Конструкция изоляторов тес-

но связано с проектированием подстанций. Обширные исследования уделяются на улучшение характеристик перекрытия, а также борьбе с загрязнением. Увеличилась длина пути тока утечки, глазуирование, смазка изоляции и промывка линии использовались с переменным успехом. [16].

Под трансформаторами лежат плиты, которые в свою очередь уложены на гравий. Также, в случае аварийных ситуациях, трансформаторы имеют маслоприемники, от которых отходят каналы, идущие к большому маслосборнику.

От релейной защиты, оперативных цепей управления отходят кабели, которые укладываются в лотки из ж/б без углубления в почву, либо подвешаны на распределительных устройствах.

Распределительные устройства низкого напряжения установлены в шкафы типа КРУ2-10.

1.3 Оценка состояния электрического оборудования подстанции

В 1980 году начали строить данную подстанцию для «Ульяновского моторного завода». И только к 1982 году было закончено строительство, и она была введена в работу. В связи с этим, силовые трансформаторы и ТСН исчерпали свой срок эксплуатации и требуют замены. В свою очередь, исчерпали свой срок службы коммутационное и измерительное оборудование. Но здания, металлические и ж/б конструкции, которые находятся на территории, имеют исправное состояние.

Выводы по главе

В данной главе описана главная схема электрических соединений подстанции, которая представляет собой схему из разъединителя и отделителя. В настоящее время такая схема не удовлетворяет основным требованиям. Поэтому будет выбрана новая схема. Так же будут заменены трансформаторы и ТСН, т.к. они исчерпали свой срок эксплуатации. А вентильные разрядники поменяны на ОПН.

2 Выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов на подстанции 110/10 кВ «УМЗ»

Подстанция является частью электрической генерации, передачи, и системой распределения электрической энергии. Подстанции преобразуют с высокого напряжения на низкое, и наоборот. А также выполняют ряд других важных функций. Электроэнергия может протекать через несколько подстанций, между электростанцией и потребителем, и его напряжение может измениться в несколько раз[19].

В силовых трансформаторах сверх высокого напряжения, обычно все три фазы находятся в одном баке с маслом. Автотрансформаторы преимущественно имеют меньшие размеры и потери[16].

Вид охлаждения силовых трансформаторов: естественная циркуляция воздуха и масла; принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла; принудительная циркуляция воздуха и масла[16].

Силовые трансформаторы, как правило, самый большой отдельный элемент подстанции. Для экономии подъездных дорог, трансформаторы располагают на одной стороне подстанции, а подключение к распределительным устройствам делают с помощью неизолированных проводов. Из-за большого количества масла, необходимо принимать меры предосторожности против распространения огня[16].

Следовательно, трансформатор расположен около маслосборника, используемый для сбора излишек масла. Трансформаторы, которые расположены в ячейках, должны быть обнесены взрывобезопасным помещением[16].

Из предыдущей главы видно, что оба силовых трансформатора исчерпали свой срок службы и требуют замены. Чтобы определить необходимую мощность новых трансформаторов, надо проанализировать режим работы каждого из них, и узнать максимальный режим работы данной подстанции.

Проанализировав полученные данным можно будет сделать вывод на сколько недогружены или перегружены трансформаторы. Если они сильно недогружены $K_3 \leq 0,5$, тогда нужна замена на менее мощные. Но также надо учесть вероятность увеличения потребляемой мощности и подключения новых потребителей.

2.1 Режимы работы трансформаторов

Чтобы узнать в каких режимах работают трансформаторы, взяты замеры диспетчеров Ульяновских электрических сетей. Замеры производились с 2013 по 2015 года на стороне низкого напряжения каждого трансформатора. Получившиеся графики представлены в приложение А.

По полученным данным видим, что нагрузка за три года не менялась. Лишь в 13 году было уменьшено потребление мощности, вследствие спада производства продукции на моторном заводе. Но это снижение было кратковременным.

Можно сказать, что силовые трансформаторы работают устойчиво и их режим работы обусловлен работой железнодорожного управления ОАО «РЖД» и моторного завода ОАО «УМЗ», которые работают устойчиво и рост электропотребления не предполагается.

Обращаясь к исходным данным, узнаем мощность, идущую через силовые трансформаторы. Это значение определим через формулу:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, \quad (2.1)$$

где U – напряжение, которое измеряется в кВ;

I – ток проходящий через амперметры в определенный момент времени, который измеряется в А.

Следующим шагом вычислим, на сколько загружены трансформаторы:

$$K_3 = \frac{S}{S_{nm}}, \quad (2.2)$$

где S_{nm} – мощность силового трансформатора, кВ·А;

S – мощность в данный момент времени, кВ·А.

Для того, чтобы посчитать нужную нам мощность на подстанции «УМЗ» в определенный промежуток времени 01:00 за 15 год, для первого трансформатора, необходимо использовать формулу 2.1 :

$$S_{m1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 87 = 1506,88 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Чтобы подсчитать для другого трансформатора Т2 :

$$S_{m2} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 150 = 2598,08 \text{ кВ} \cdot \text{А} .$$

Теперь, чтобы узнать, какая загруженность трансформатор Т1 , подставим имеющиеся значения в формулу 2.2 :

$$K_3 = \frac{1506,88}{10000} = 0,15 .$$

Теперь, чтобы узнаем, какая загруженность трансформатор Т2 :

$$K_3 = \frac{2598,08}{10000} = 0,26 .$$

Используя эти формулы, посчитаем загрузку трансформатора и проходящую через них мощность для каждого времени суток. Для примера покажем график за 15 год на рисунке 2.3.

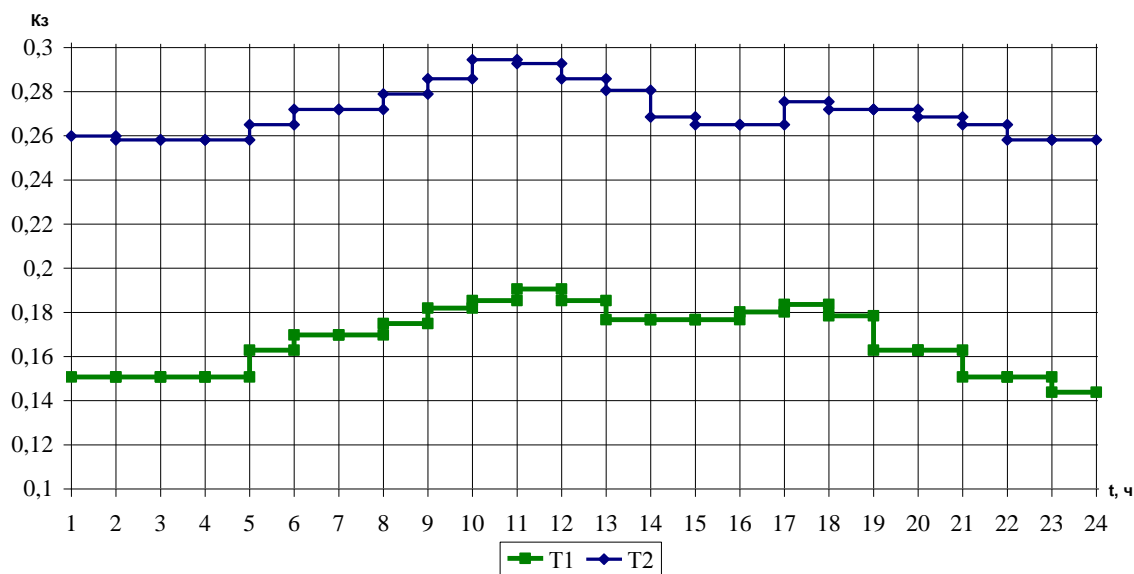


Рисунок 2.3 - Зависимость коэффициента загрузки от времени суток

Из полученных данных видим, что произошло уменьшение потребляемой энергии железнодорожного управления и моторного завода, в сравнении с исходными показаниями. Загруженность первого трансформатора в пиковые часы равна 20 %, а второго 30%. Из этого следует вывод, что для данной подстанции нужно поставить менее мощные силовые трансформаторы.

2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанции «УМЗ»

От категории надежности потребителей, зависит и количество трансформаторов на подстанции. Подстанция «УМЗ» снабжает электроэнергией потребителей первой (железнодорожное управление и моторный завод), второй и третьей категории надежности. Поэтому, нужно устанавливать два трансформатора.

Необходимая мощность силовых трансформаторов можно вычислить как:

$$S_{расч} = \frac{S_{нб}}{K_{ав} \cdot (n-1)}, \quad (2.3)$$

где $S_{расч}$ – единичная мощность одного трансформатора, кВ·А;

$S_{нб}$ – самая большая мощность, которая идет через трансформатор в наихудшем режиме, кВ·А;

n – число трансформаторов;

$K_{ав}$ – коэффициент загрузки трансформатора при аварии.

Оптимальная мощность для трансформатора определяется исходя из нормального и послеаварийного режима работы.

Определения загрузки трансформатора в номинальном режиме можно вычислить по формуле:

$$K_z^{ном} = \frac{S_{нб}}{2 \cdot S_m} \leq 0,7, \quad (2.4)$$

где S_m – мощность силового трансформатора, кВ·А.

А загруженность трансформатора в послеаварийном режиме, если перегрузка в 40%, должна составлять:

$$K_3^{ав} = \frac{S_{нб}}{S_m} \leq 1,4, \quad (2.5)$$

Мощность, проходящая через трансформатор в аварийном режиме равна:

$$S_{нб} = 1905,26 + 2944,49 = 4849,75 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Теперь можно рассчитать необходимую мощность для одного трансформатора по формуле 2.3 :

$$S_{расч} = \frac{4849,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 3464,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Полученный результат округлим и получим искомую мощность трансформатора, которая равна 4000 кВ·А.

Загруженность трансформатора при номинальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{4849,75}{2 \cdot 4000} = 0,61.$$

Загруженность трансформатора в аварийном режиме:

$$K_3^{ав} = \frac{4849,75}{4000} = 1,21.$$

3 Расчёт токов короткого замыкания электрической подстанции 110/10 кВ «УМЗ»

Расчёт токов КЗ необходим из-за требований к точности, надежности и работоспособности электрооборудования, а также для обеспечения необходимой безопасности, при работе с этим оборудованием.

Основные повреждения, из-за которых появляются короткие замыкания, это - нарушение изоляции, вследствие её старения, либо механического разрушения, импульсы высокого напряжения, не соблюдение персоналом техники эксплуатации и монтажа кабельной линии.

Токи короткого замыкания повышают потери в сети электроэнергии. При токах КЗ происходит сильное снижение напряжения и резкое возрастание тока, и по закону Джоуля-Ленца, вызывает сильный нагрев проводников, контактов до их оплавления.

Так же, при токах короткого замыкания, на близко расположенные проводники действуют электродинамические силы, вследствие которых, эти проводники могут менять свою форму и даже разрушиться. По этим причинам все электрические аппараты необходимо проверять на способность выдерживать во включенном состоянии, без каких-либо разрушений, электродинамические воздействия тока КЗ.

3.1 Составление схемы замещения и определение её параметров

При расчетах токов КЗ сначала нужно составить схему замещения, где указываются основные места КЗ. От выбора места точки КЗ зависит, как правильно будет выбрано электрическое оборудование. Самыми оптимальными местами разметки точек КЗ могут стать сборные шины подстанции.

Основное отличие расчетов токов КЗ для электроустановок напряжением выше 1 кВ, от установок ниже 1кВ то, что при $U > 1$ кВ индуктивное сопротивление учитываю у всех элементов (электрические машины, силовые трансформаторы, ВЛ, КЛ, реакторы), а реактивное сопротивление учитывается только

для воздушных и кабельных линий. Для снижения токов КЗ в электрической сети, шины низкого напряжения работают не совместно. Поэтому, и расчет ведется отдельно. Ниже представлена схема замещения для расчетов токов КЗ (рисунок 3.1).

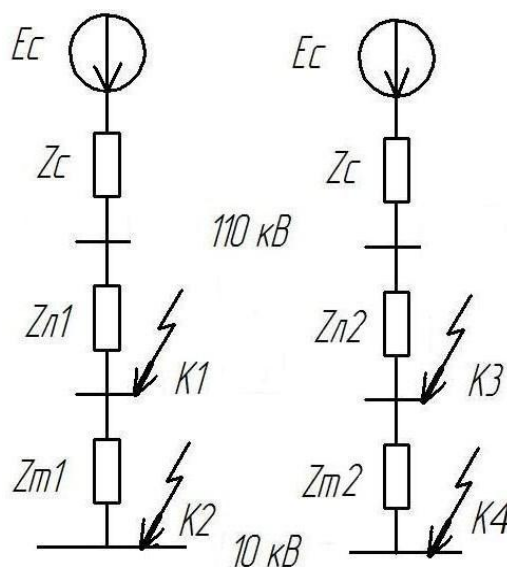


Рисунок 3.1- Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Для определения токов КЗ используем формулу:

$$I_{\sigma} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}}, \quad (3.1)$$

где E_c – электродвижущая сила системы, кВ;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление, Ом.

Следующее выражение используем для нахождения ударного тока:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\sigma}, \quad (3.2)$$

где k_y – ударный коэффициент, [4, таблица 3.8].

Когда энергосистема находится далеко от точки КЗ или она слишком мощная, в отличие от других источников питания, тогда энергосистема принимается как источник бесконечной мощности:

$$U_c = 1 = const, S_k = \infty, X_c = 0, R_c = 0, \quad (3.3)$$

Когда точка КЗ находится рядом со сборными шинами энергосистемы или мощность не сильно отличается от мощности других источников питания, тогда энергосистема принимается, как ЭДС с конечной мощности ($U_c \neq 1, X_c \neq 0$). Индуктивное сопротивление тогда зависит от мощности КЗ системы :

Если короткое замыкание рассматривается вблизи от шин системы или её мощность соизмерима с мощностями других генераторов, то система вводится в расчёт источником ЭДС конечной мощности: $U_{c*} \neq 1, X_c \neq 0$. Сопротивление системы в этом случае определяется по её мощности короткого замыкания S_k :

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k}. \quad (3.4)$$

Для определения индуктивности трансформатора используем формулу:

$$X_m = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.т}}, \quad (3.5)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания трансформатора, которое определяется в %;

U_n – высшее напряжение трансформатора, кВ;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Для определения индуктивного сопротивления линии электропередач воспользуемся формулой

$$X_l = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (3.6)$$

где $X_{уд}$ – индуктивное сопротивление воздушной линии электропередач при её длине в 1 км, Ом/км;

L – протяженность всей ЛЭП, км.

Далее производим расчет сопротивлений схемы замещения в относительных единицах. Так сопротивление системы находится по следующей формуле:

$$X_c = \frac{1000}{1800} = 0,591.$$

Сопротивление линии:

$$X_l = 0,4 \cdot 2,8 \cdot \frac{1000}{115} = 0,084.$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 26,425.$$

Расчет симметричного короткого замыкания до точки К1.

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{рез} = 0,084 + 0,591 = 0,675.$$

Для нахождения начального действующего значения периодической составляющей используем формулу:

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,675} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,53 \text{ кА}.$$

Чтобы определить ударный ток до точки К1, применим формулу:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 8,53 \cdot 1,7 = 18,06 \text{ кА}.$$

Расчет симметричного короткого замыкания до точки К2.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{рез} = 0,675 + 26,425 = 27,1;$$

Тогда $I_{n,o}^3$ равно:

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{27,1} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,14 \text{ кА}.$$

Тогда i_{y0} равен:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,14 \cdot 1,4 = 4,95 \text{ кА}.$$

Аналогичные расчеты проведем для точек К3 и К4. Полученные результаты выпишем в таблицу 3.1 .

Таблица 3.1 Результаты расчёта токов КЗ ГПП «УМЗ» в аварийном режиме

Значение	Точка КЗ			
	К1	К2	К3	К4
$I_{n,o}^3$, кА	8,53	3,14	7,31	3,25
$i_{уд}$, кА	18,06	4,95	16,64	4,94

4 Мероприятия по замене электрического оборудования подстанции 110/10 кВ «УМЗ»

Как можно было заметить из предыдущих пунктов, ГПП «УМЗ» практически исчерпала свой ресурс. Её оборудование уже морально и физически устарело, и оно не может переносить чрезвычайные ситуации. Следовательно, его нужно заменить, так как это увеличит надёжность подстанции и энергосистемы в целом.

4.1 Схема РУ на напряжение 110 и 10 кВ

Когда необходимо выбрать схему РУ, а также правильно соединить все электрических аппаратов, тогда нужно опираться на некоторые условия:

- потребитель должен получать электроэнергию в любых режимах подстанции;
- распределительное устройство подстанции должно бесперебойно передавать мощность в любых режимах;
- распределительное устройство подстанции, при аварийных и после аварийных режимах, должно работать в автоматическом режиме; так же распределительное устройство должно выполняться с последующим её расширением или улучшением;
- на одном распределительном устройстве, при аварийной ситуации на линии, не должно срабатывать больше 2-х выключателей, а при повреждении силового трансформатора, не больше 4-х выключателей.

На данной трансформаторной подстанции применим схему мостик и выключатель у каждого трансформатора. То есть на подстанции «УМЗ» будет заменена схема с отделителями и короткозамыкателями на выключатели. Данная схема РУ показана на рисунке 4.1.

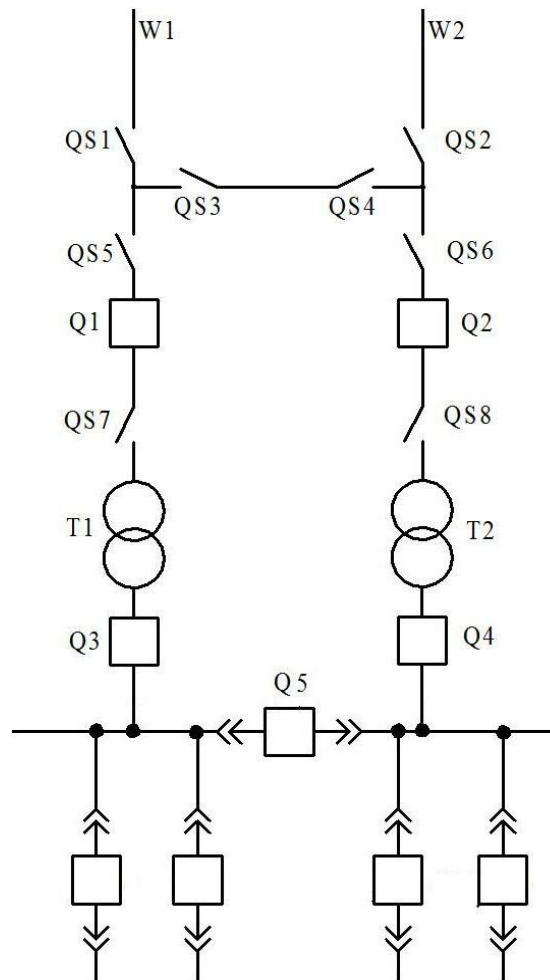


Рисунок 4.1- Схема РУ на стороне высокого напряжения

В данной схеме два трансформатора (Т1, Т2) работают параллельно. При не аварийных режимах питание происходит по двум линиям (W1, W2) которые передают мощность на два трансформатора. Если на какой-либо из линий происходит аварийная ситуация, то выключатель (Q1 или Q2) отключает эту линию, и передаваемая мощность идет по одной линии на два трансформатора через переключатель. Если происходит авария на одном из трансформаторов, тогда он отключается выключателем со стороны низкого напряжения и оставшийся в работе трансформатор получает мощность от двух линий электропередач.

Со стороны низкого напряжения схема останется прежней, только необходимо поменять старые выключатели на более новые. Для уменьшения токов короткого замыкания в не аварийном режиме выключатель разомкнут. Так же это позволит, при такой схеме, оставить старое КРУ 2-10, это удешевит всю работу в целом и время на замену нового оборудования.

4.2 Выбор силового оборудования на стороне 110 кВ

4.2.1 Выбор коммутационной аппаратуры

Главное оборудование для коммутации являются выключатели, они необходимы для включения и отключения цепи, как при авариях, так и при нормально состоянии системы. Но основная задача выключателя - это обрыв цепи от негативного воздействия тока короткого замыкания.

Есть два вида автоматических выключателей наружного исполнения:

1. Баковые - отсек автоматического выключателя находится под потенциалом земли.

2. Колонковые - отсек автоматического выключателя находится под потенциалом линии.

Форма автоматического выключателя влияет на способ, в котором размещен автоматический выключатель. Это может быть одним из четырех способов.[16]

При их выборе руководствуются

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– номинальное напряжение :

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.1)$$

где $U_{ном}$ – фиктивное напряжение выключателя по паспортным данным, кВ.

– по длительному расчётному току с учётом возможных длительных перегрузок основного оборудования:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (4.2)$$

где $I_{ном}$ – фиктивный ток выключателя по паспортным данным, А.

Подверженность выключателя электродинамическим силам проверяется по выражению:

$$I_{но} \leq I_{нр.с}; \quad (4.3)$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.4)$$

где $I_{no}, i_{y\delta}$ – параметры периодической составляющей тока, которые вычисляются по формулам, кА;

$I_{np.c}, i_{np.c}$ – действующее и амплитудное значение предельного сквозного тока, которое берется из паспортных данных выключателя, кА.

Далее идет проверка термической стойкости по выражению:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.5)$$

где B_k – расчётный импульс квадратичного тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;

I_T – предельный ток термической устойчивости выключателя, кА;

t_T – длительность протекания тока.

Следующим шагом идет проверка по тепловому импульсу:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (4.6)$$

где $t_{откл}$ – за какое время отключится короткое замыкание, с.

За какое время отключится короткое замыкание, вычисляется по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{вык}, \quad (4.7)$$

где $t_{рз}$ – за какое время сработает РЗ, с;

$t_{вык}$ – это время от момента срабатывания выключателя, до момента полного разъединения контактов, с.

Следующим условием для выбора выключателя- симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{откл.ном} \quad (4.8)$$

где $I_{откл.ном}$ – ток нормального режима при котором отключится выключатель, кА.

Далее идет проверка на отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$\beta \leq \beta_{\text{НОМ}}, \quad (4.9)$$

где β – число, которое показывает количество апериодической составляющей в токе короткого замыкания, %;

$\beta_{\text{НОМ}}$ – нормированное число, которое показывает количество апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Нормированное число, которое показывает количества апериодической составляющей в отключаемом токе, находится по формуле:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}}, \quad (4.10)$$

где $i_{\text{ат}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в токе КЗ,

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в токе КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.11)$$

где τ – это время от возникновения короткого замыкания до размыкания контактов, с.

Это время определяется по формуле:

$$\tau = t_{\text{з мин}} + t_{\text{св}}, \quad (4.12)$$

где $t_{\text{з мин}}$ – это наименьшее время срабатывания РЗ, которое измеряется в с;
 $t_{\text{св}}$ – время за которое сработает сам выключатель, измеряется тоже в с.

Разъединители предназначены для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Разъединитель считается "беспомощным" устройством так, как оно не содержит управляющего органа, чтобы работать самостоятельно. Эти устройства требуют наличия реле чувствительных к появлению неисправности и подача сигнал на отключение разъединителя, прежде чем он сработает[17].

Выбор разъединителя происходит по тому же принципу, как и выключателя:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.12)$$

$$I_{макс} \leq I_{ном}. \quad (4.13)$$

Расчет при КЗ так же остается неизменным как и у выключателя.

Расчет и выбор выключателя покажем на примере ниже.

Выбор производим при максимально режиме, когда один из трансформаторов отключен. Тогда максимальный ток вычисляется как:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 115} = 29,39 \text{ А.}$$

Из представленных в каталоге, проверим выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 фирмы «УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ» с номинальным током 2500 А[11].

Что бы его проверить на термическую стойкость, необходимо узнать значение импульса по формуле (4.6):

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,035 + 0,02) = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Следующим шагом определим, за какой промежуток времени контакты выключателя отключат ток короткого замыкания(4.7):

$$\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с.}$$

Теперь можно узнать количество апериодической составляющей тока КЗ по выражению (4.12):

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 7,42 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,02}} = 2,34 \text{ кА.}$$

Узнаем нормированное число, которое показывает количество апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$\beta = \frac{2,34}{\sqrt{2} \cdot 7,42} \cdot 100 \% = 22,2 \% .$$

К установке принимаем выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 с пружинным приводом ППрК и встроенным ТТ. Срок бесперебойно работы 50 лет.

Все расчеты данного выключателя вынесены в приложение Б.

Расчет и выбор разъединителя покажем на примере ниже.

Выбор производим при максимально режиме, при перегрузке в 70%, когда один из трансформаторов отключен. Тогда максимальный ток вычисляется как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н. Т1}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 115} = 29,39 \text{ А.}$$

Из представленных в каталоге, проверим разъединитель SDF – 123 с номинальным током 1000 А.

Что бы его проверить на термическую стойкость, необходимо узнать значение импульса по формуле (4.6):

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,02 + 0,02) = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

К установке принимаем разъединитель SDF – 123 фирмы «ABB». Срок бесперебойно работы 50 лет.

Все расчеты данного разъединителя вынесены в приложение В.

4.2.2 Выбор ОПН

На современных электростанция и подстанциях вентельные разрядники заменяют на более эффективные ограничители перенапряжений (ОПН). Так как искрового промежутка там нет, а применяются в качестве основного элемента варисторы. При номинальном напряжении, данный элемент имеет очень высокое сопротивление, которое и не дает утекать току в землю. При резком изменении напряжения, например от грозового импульса, сопротивление варистора стремится к 0, и он становится проводником. После того как высоковольтный импульс закончился и напряжение восстановилось до номинального, его сопротивление опять возрастает он не проводит ток. В нормальном режиме через него проходит ничтожный ток, который составляет десятые доли миллиампера. Ограничитель выбирается по номинальному напряжению.

4.3 Выбор оборудования со стороны низкого напряжения

Со стороны низкого напряжения нужно заменить и выбрать новые выключатели, ТСН, счетчики активной и реактивной энергии, трансформаторы тока и напряжения.

4.3.1 Выбор выключателей

Для этого из множества выключателей выберем тот, который встраивается в ячейки комплектного распределительного устройства КРУ 2-10. По этому рассмотрим для установки выключатель ВБТЭ-10.

Выкатные автоматические выключатели. Их преимущество в экономии пространства в связи с тем, что разъединители могут быть размещены в том же месте, между выдвижным выключателем и неподвижным контактом. Еще одно преимущество простота и безопасность в обслуживании. Кроме того, такая установка является экономичной, так как необходимы два изолятора на фазу для фиксации электрических контактов автоматического выключателя[16].

Выбор производим при максимальном режиме, когда один из трансформаторов отключен. Тогда максимальный ток вычисляется как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т1}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 323,16 \text{ А.}$$

Выбор секционного выключателя производим при максимальном режиме (перегрузка в 70%), работа одного трансформатора при номинальном режиме. Тогда максимальный ток вычисляется как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т1}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 161,66 \text{ А.}$$

За максимальный ток выключателей, у отходящих потребителей, принимается за максимальную нагрузку у каждого фидера, которая представлена в таблице 4.3. Все расчеты данных выключателей вынесены в приложение Г.

Таблица 4.3 - Максимальная нагрузка у каждого фидера подстанции «УМЗ»

Фидер	Нагрузка, А	Фидер	Нагрузка, А
435	34,1	448	38,3
433	32,1	445	25,8
434	26,9	444	43,9
430	37,5	443	37,8
431	29,2	441	36,5
442	24,2	446	34,2

4.3.2 Выбор контрольно-измерительных приборов

Контрольно-измерительные приборы помогают осуществлять слежение за основными устройствами на подстанции, а так же вести учет энергии.

Согласно правилу устройства электроустановок, приборы, которые регистрируют и показывают количество энергии, должны иметь класс точности не ниже 1,5. Если ведется подсчет электроэнергии в деньгах то класс точности не должен превышать 1,0. Для подсчета реактивной энергии, можно брать счетчики классом ниже. Если приборы используются в качестве фиксирующих- 2.0.

Так как схема данной подстанции относится к тупиковой, то установка приборов достаточно со стороны никого напряжения. Тогда на данную подстанции примем к установки совмещённый счётчик активной и реактивной электроэнергии концерна «Энергомера» ЦЭ6850 (класс точности 1,0)[13]. Амперметры ставить не обязательно, потому что при в современной микропроцессорной защите они встроены.

4.3.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока могут быть установлены в одном из шести положений:

1. Над проходным изолятором выключателя или в основании.
2. В отдельном корпусе
3. Над некоторыми подвижными проходными изоляторами.
4. на высоковольтный ввод силового трансформатора
5. В стенном или потолочном проходном изоляторе
6. В кабелях

Во всех, кроме второго из списка, трансформаторы тока занимают случайные места и не влияют на размер оборудования. ТТ удаляется от выключателя в указанном выше порядке. Установка ТТ над проходными изоляторами проходящие через стены или крыши, обычно ограничиваются помещением подстанции[16].

Для выбора ТТ нужно воспользоваться данными условиями:

- по номинальному напряжению :

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.14)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ТТ, кВ;

- по рабочему току:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (4.15)$$

где $I_{ном}$ – рабочий ток ТТ, А;

- по электродинамической стойкости;

Также ТТ необходимо проверить на динамическую стойкость по выражению:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (4.16)$$

где $i_{дин}$ – ток при котором трансформатор тока устойчив к электродинамическим воздействиям, кА.

Далее ТТ необходимо проверить на термическую стойкость по выражению:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.17)$$

где $t_{тер}$ – время при котором допускается прохождения тока, с;

B_k - расчетный импульс квадратичного тока КЗ, кА²·с;

$I_{тер}$ – предельный ток термической устойчивости трансформатора тока, кА.

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.18)$$

где $Z_{2 \text{ ном}}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ в соответствии с классом точности;

Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока.

Из-за низкого индуктивного сопротивления, вторичную нагрузку определим по выражению:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (4.19)$$

где $r_{\text{приб}}$. – это внутренне сопротивление самого устройства подключенного к ТТ;

$r_{\text{пр}}$. – это сопротивление проводов которые отходят от измерительных устройств;

$r_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов.

Чтобы рассчитать сопротивление самих приборов, нужно воспользоваться выражением

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2 \text{ ном}}^2}, \quad (4.20)$$

где $I_{2 \text{ ном}}$ – ток вторичной обмотки ТТ, зависящий от нагрузки потребляемых приборов, А;

$S_{\text{приб}}$.- полная мощность подключенных приборов, которая ими потребляется, В·А.

Сопротивление контактов принимаем $r_{\text{к}}=0,1$ Ом.

Расчет и выбор трансформатора тока покажем на примере ниже.

К установке принимаем трансформатор тока ТПОЛ-10 с номинальным током 400 А.

По выражениям (4.14) ,(4.15) и (4.16) , используя паспортные данные, данный трансформатор тока полностью проходит.

Следующим шагом рассчитаем термическую стойкость ТТ:

$$0,56 \leq 18^2 \cdot 3 = 972 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Данный ТТ проходит по данному выражению.

Вторичную нагрузку ТТ лучше всего определить с помощью таблицы 4.5.

Таблица 4.5 – Потребляемая нагрузка приборов на каждой фазе

Типы приборов	Всего при- боров	Нагрузка $S_{\text{приб}}$, В·А		
		В фазе А	В фазе В	В фазе С
Счетчик активной энергии	1	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	1	2,5	-	2,5
Итого		5,0	-	5,0

Чтобы проверить допустимую нагрузку прибора, необходимо взять самую загруженную фазу.

Тогда сопротивление всех устройств будет определяться как:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,0}{5^2} = 0,2 \text{ Ом} .$$

Номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока типа ТПОЛ-10 в классе точности 0,5 составляет 0,4 Ом.

К установке принимаем ТТ типа ТПОЛ-10.

Тогда сопротивление контактов $r_k = 0,05 \text{ Ом}$, потому что к трансформатору тока подключено мало приборов (2 шт).

Далее следует узнать сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ Ом} .$$

Теперь определим их сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,15} = 1,63 \text{ мм}^2.$$

Что бы кабель проходил по прочности, его наименьшее сечение для алюминиевых жил, должно быть $q = 4 \text{ мм}^2$, но не более 6 мм^2 . По этому берем кабель ААШвУ сечением провода 5 мм^2 . Все полученные результаты сведем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчетов по выбору ТТ на входе

Тип	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
ТПОЛ-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 330 \text{ А}$	$I_{н} = 500 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 4,21 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_k = 2,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 152 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot K_T$

Другие ТТ выбираем по такому же принципу.

Полученные результаты на фидерах сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчетов по выбору ТТ на фидерах

Тип	Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
ТПОЛ-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
	$I_{max} = 36,73 \text{ А}$	$I_{н} = 50 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 5,1 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
	$B_k = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot K_T$

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- напряжение ТН в месте где он устанавливается:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.21)$$

где $U_{ном}$ – напряжение самого ТН;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (4.22)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле присоединенных к нему;

- конструкции и схеме соединения обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки:

Полученные результаты выбора ТН выпишем в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет вторичной нагрузки ТН

Наименование и тип прибора	Мощность одной катушки	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Мощность	
						Активная, Вт	Реактивная, Вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Счетчик активный энергии	2,5	2	0,38	0,925	8	16,5	40,75
Счётчик реактивный энергии	2,5	2	0,38	0,925	7	13,3	29,5
Итого						29,8	70,25

Теперь можно подсчитать вторичную нагрузку ТН:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29,8^2 + 70,25^2} = 75,79 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

К установки принимаем НАМИТ-10, у которого $S_2=150 \text{ В}\cdot\text{А}$.

4.3.4 Собственные нужды понизительной подстанции

Из предыдущих глав видно, что оба ТСН исчерпали свой срок службы и требуют замены. Чтобы определить необходимую мощность новых трансфор-

маторов, надо проанализировать какие новые потребители электроэнергии появились на подстанции (таблица 4.9)

Таблица 4.9 Состав потребителей собственных нужд

Вид потребителя	Общая потребляемая мощность, кВт			Cosφ	Потреб. мощность	
	Количество	Р _{уд} , кВт/ед	Сумма		Р _{уст}	Q _{уст}
Подогреватель выключателя и его привода (на три полюса)	2	1,8	3,6	1	3,6	-
Подогреватель привода разъединителей ,шкафов зажимов	8	0,6	4,8	1	4,8	-
Подогрев шкафов КРУ	15	1	15	1	15	-
Подогрев релейного шкафа	10	1	10	1	10	-
Отопление, освещение, вентиляция	1	5,5	5,5	1	5,5	-
Освещение ОРУ 110 кВ	1	5	5	1	5	-
Маслохозяйство	1	120	120	1	120	-
Итого					163,9	-

Необходимая мощность для СН ГПП рассчитывается как:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (4.23)$$

Мощность всех потребителей энергии на подстанции рассчитывается как:

$$S_{расч} = k_c \cdot S_{уст}, \quad (4.24)$$

где k_c – коэффициент спроса, в данном случае $k_c=0,8$.

Необходимая мощность ТСН в аварийном режиме можно рассчитать по формуле:

$$S_{p.t} = \frac{S_{расч}}{1,4 \cdot (n-1)}, \quad (4.25)$$

Определяем необходимую мощность для СН ГПП (4.23):

$$S_{уст} = \sqrt{163,9^2 + 0^2} = 163,9 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Находим мощность всех потребителей электроэнергии на подстанции по (4.24):

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 163,9 = 131,12 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Из этого следует, что необходимая мощность ТСН при аварийном режиме:

$$S_T = \frac{131,12}{1,4 \cdot (2-1)} = 94 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

К установки на подстанцию принимаем два ТСН типа ТМ-100/10.

4.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Вместо устаревших вентильных разрядников было решено установить ограничители перенапряжения. Поскольку низшее напряжение на подстанции 6 кВ, то к установке принимаются ОПН-10.

5 Релейная защита подстанции

5.1 Вступительная часть

В качестве устройств защиты распределительных силовых трансформаторов на стороне высокого напряжения в основном используют предохранители, цепь коммутаторов и автоматические прерыватели цепи. Независимо от выбранного защитного устройства, основной функцией является защита трансформатора. Цель - минимизировать время воздействия короткого замыкания на трансформатор. Соображения, которые необходимо принимать во внимание при выборе защитного устройства являются размер и напряжение трансформатора и экономики. При выборе защитного устройства необходимо принимать во внимание размер и номинальное напряжение трансформатора и экономичность [17].

Релейная защита, используется для защиты трансформаторов, и как правило, состоит из быстродействующей дифференциальной схемы в качестве первичной защиты и резервной защиты от перегрузок по току. В зависимости от схемы конструкции, дифференциальное реле может защитить только трансформатор или может подключаться к сборным шинам подстанции. Дифференциальные реле основаны на том принципе, что сумма входящей мощности равна сумме выходящей мощности. Когда входящая мощность не равна выходящей мощности, и полученная разность превышает определенный порог, то реле срабатывает.

Используемая максимальная токовая защита обычно состоит из реле максимального тока фазы на высокой стороне трансформатора и заземленным реле на вторичной стороне, в нейтрале трансформатора. Реле обычно устанавливаются с учетом размера трансформатора, его перегрузочной способности, а также согласно с фидерами распределительных устройств подстанций. Другие факторы, которые следует принимать во внимание, включают в себя сумму ожидаемого дисбаланса на вторичной стороне, и диапазон возможного регулирования.

Реле максимального тока фазы обычно устанавливаются с учетом размера и возможности перегрузки трансформатора. Следует иметь в виду, что не все трансформаторы одинаковы. Подстанции, использующие автотрансформаторы не имеют высокую перегрузочную способность в отличие от двухобмоточных трансформаторов. В расчете МТЗ для устройств с распределительным фидером, необходимо принимать во внимание сдвиг во временных кривых тока из-за разницы стороны высокого и низкого напряжения.

Защита нулевой последовательности должны быть скоординированы с защитой устройства заземления распределительных фидеров. Она должна подключаться к нейтрали трансформатора. В то время как отстройка фидеров является целью хорошо управляемой системой распределения, всё равно можно ожидать на подстанции определенное количество токов небаланса. Любые токи небаланса, должны быть приняты во внимание при определении настройки для релейной защиты нулевой последовательности, чтобы предотвратить срабатывания реле. Предохранители являются наименее дорогим вариантом, но могут быть ограничены в применении. Они обычно используются при небольшой мощности 10000 кВА или менее и при напряжении 69 кВ или меньше. Есть области применения, где используются предохранители для большей мощности и напряжения, но они менее распространены.

Другие устройства, которые могут быть включены в схему защиты трансформатора для определения уровня масла, повышения давления, и тепловое реле. Настройки для этих реле обычно определяются и устанавливаются изготовителем в момент проектирования трансформатора[17].

По сравнению с обычной трансформаторной подстанцией, существуют большие изменения в электрической схеме подстанции. В современных подстанциях вторичная система обычно содержит трансформатор тока или напряжения, электронный блок управления, выключатель, защиту, мониторинг устройств и т.д. Обычные кабели, подключенные к цепи: трансформатор, релейная защита, выключатель, были заменены на оптоволоконный кабель[20].

В качестве защиты на подстанции «УМЗ» применена МТЗ в виде реле РТВ, и ТО в качестве которой используется РТМ.

В качестве дифференциальной защиты трансформаторов на ГПП используется ДЗТ-11. От внутренних замыканий трансформатора используется газовая защита, представленная в виде реле БФ-80. Вся остальная защита трансформатора (максимальная токовая защита, токовая отсечка) и блокировка срабатывания отделителя и короткозамыкателя сделаны на базе РТ-40.

Как можно было заметить данная релейная защита, на главной понижающей подстанции «УМЗ», практически исчерпала свой ресурс. Это оборудование уже морально и физически устарело, и оно не может переносить чрезвычайные ситуации. Следовательно, его нужно заменить, так как это увеличит надежность подстанции и энергосистемы в целом.

За место устаревших механических защит, будет установлена микропроцессорная защита фирмы «Schneider Electric»[14].

Данная защита имеет ряд дополнительных функций:

- постоянный контроль в автоматическом режиме за всеми устройствами;
- измерение в реальном времени напряжения и тока, и отталкиваясь от этих величин, подсчет токов и напряжений всех последовательностей;
- сохранение на бортовую память все операции срабатывания РЗ и автоматики;
- возможность управления всеми устройствами на дисплеи микроконтроллера или с компьютера.

5.2 Защита отходящих фидеров

В качестве защиты отходящих фидеров будет использоваться микропроцессорное устройство MICOM P-13x фирмы «Schneider Electric».

Данная защита выполняет большой ряд важных функций:

- защита от всех видов короткого замыкания;
- полная защита трансформатора от перегрузки;
- защита от критически низкого значения тока

- возможность сохранения в памяти нескольких уставок;
- обнаружение любых неисправностей, а также любых повреждений проводов;
- управления всеми цепями, и устройствами на расстоянии;
- наличие датчиков отвечающих за начальную нагрузку и перегрузку;
- двукратное срабатывание АПВ, а также при необходимости можно задать до 4-х.
- измерение фазного тока и напряжения, а также тока нулевой последовательности;
- самотестирования в автоматическом режиме.

Защита отходящих линий используют 3 ступени защиты - это ТО без выдержки времени, ТО с выдержкой времени и МТЗ. При небольших расстояниях обычно используют ТО и МТЗ, или только МТЗ, так как не достаточно чувствительности.

При расчетах коэффициент чувствительности токовой отсечки, от места её установки до конца линии, должен получаться не менее 1,5. При установке МТЗ есть возможность снижения коэффициента чувствительности до 1,2, только когда осуществляется дальнейшее резервирование.

5.3 РЗ трансформатора

Для защиты от повреждений и ненормальных режимов работы в силовых трансформаторах используют, как правило, следующие виды защиты

- 1) от повреждения внутри бака - газовая защита
- 2) от повреждений на выводах и внутренних повреждениях- ТО или продольная дифференциальная защита при мощности трансформатор $S_T \leq 6300$ кВА, а если $S_T > 6300$ кВА – только дифференциальная защита;
- 3) от токов внешних КЗ должны устанавливаться МТЗ на трансформатор $S_T \leq 1000$ кВА, а если $S_T > 1000$ кВА – МТЗ или МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

4) для защиты от перегрузок следует предусмотреть МТЗ с действием на сигнал или разгрузку.

Рассчитаем дифференциальную защиту силового трансформатора.

Узнаем какой номинальный ток в первичной цепи:

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А} \quad (5.1)$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,94 \text{ А} \quad (5.2)$$

В данном случае необходимо применить тормозную обмотку со стороны низкого напряжения, так как при внешнем коротком замыкании в этой обмотке могут протекать наибольшие токи небаланса. Для цифровых реле уставка считается как отношение дифференциального тока I_d к тормозному току I_t в процентах, и вычисляется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_n(K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (5.3)$$

где K_n - коэффициент надежности равен 1,2;

ε - погрешность ТТ, в данном случае она равна $\varepsilon = 10\%$;

K_a – коэффициент роста погрешности тока, в данном случае он равен $K_a = 1,5$;

ΔU – половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения РПН, в данном случае $\Delta U = 16\%$.

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\%.$$

Следовательно, значение $\frac{I_d}{I_t}$ округляем до 40%. Данное число ставится

как уставка дифференциальной защиты.

Для определения чувствительности данной защиты со стороны НН, необходимо посчитать её при минимальном двухфазном коротком замыкании со стороны высокого напряжения:

$$K_{ч} = I_{к3.\min}^{(2)} / (0.3 I_{ном.тр}) \geq 2, \quad (5.4)$$

где $I_{k3.min}^{(2)}$ -двухфазный ток короткого замыкания со стороны высшего напряжения, А.

$$Kч = 184,6 / (0,3 \cdot 20,99) = 29,32 \geq 2.$$

Оценка торможения происходит при 3-х фазном токе короткого замыкания со стороны низкого напряжения и вычисляется по формуле:

$$Id = \left(\frac{Id}{It}\right)_{уст} \frac{I_{k3max}^{(3)}}{I_{ном.тр}}. \quad (5.5)$$

В данном случае:

$$Id = 40 \cdot 2024 / 230,94 = 350\% ,$$

То есть наше значение уставки увеличилось в 12 раз .

Когда ток короткого замыкания превышает $6 \cdot I_{ном.тр}$, то происходит срабатывания дифференциальной защиты. В этом случае торможением можно пренебречь, т.к. она не работает.

Следующим действием посчитаем уставку для ТО.

Из выражения (5.9) подсчитаем ток, при котором срабатывает защита:

$$I_{с.з.ТО} = 1,2 \cdot 221,41 = 265,69 \text{ А.}$$

Теперь посчитаем по выражению (5.3) при каком токе работает реле:

$$I_{с.р.} = \frac{265,69 \cdot 1}{20} = 13,28 \text{ А.}$$

Выставляем на защите уставку $I_{с.р.} = 13,3 \text{ А}$. При данном значении тока произойдет отключение.

Рассчитаем значение тока со стороны первичной обмотки:

$$I_{с.з.у} = 20 \cdot 13,3 = 266 \text{ А.}$$

По выражению (5.4) посчитаем $K_{ч.о.}$:

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5919}{266} = 19,2 \geq 2 ,$$

Теперь произведем расчет защиты трансформатора от перегрузки.

По выражению(5.11) находим ток, при котором срабатывает защита:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 20,99 = 24,05 \text{ А.}$$

Посчитаем по выражению (5.3) при каком токе сработает реле:

$$I_{с.р} = \frac{24,05}{20} = 1,21 \text{ А.}$$

Выставляем на защите уставку $I_{с.р.} = 1,25 \text{ А}$. При данном значении тока защита подаст сигнал.

Рассчитаем значение тока со стороны первичной обмотки:

$$I_{с.з.у} = 1,3 \cdot 20 = 26 \text{ А.}$$

Рассчитаем уставку для МТЗ.

По выражению(5.1) находим ток, при котором сработает защита:

$$I_{с.з.нн} \geq \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 161,66 = 889,13 \text{ А.}$$

Это же значение тока, но со стороны высокого напряжения:

$$I_{с.з.вн} = I_{с.з.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 889,13 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 96,64 \text{ А.}$$

Теперь при условии согласования вводной защиты:

$$I_{с.з.вн} = K_{нс} \cdot I_{с.з.в} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 1,2 \cdot 648 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 84,52 \text{ А.}$$

Из двух получившихся значений тока, принимаем наибольшее.

Посчитаем по выражению (5.3) при каком токе сработает реле:

$$I_{с.р} = \frac{96,64 \cdot 1}{20} = 4,83 \text{ А.}$$

Выставляем на защите уставку $I_{с.р.} = 4,9 \text{ А}$.

Рассчитаем значение тока со стороны первичной обмотки:

$$I_{с.з.у} = K_T \cdot I_{с.р.у} = 20 \cdot 4,9 = 98 \text{ А}$$

По выражению (5.5) рассчитаем $K_{ч.о}$ в зоне резервирования:

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{184,8}{98} = 1,63 \geq 1,2.$$

6 Выбор оперативного тока

Всё управление основным оборудованием на подстанции происходит оперативным током.

Выключатель марки ВБТЭ-10 с электромагнитным приводом постоянного тока. Привод разъединителя марки SDF – 123– с ручным приводом, но имеет ручную и электромагнитную блокировку на постоянном токе. Поэтому решено применить для управления электрическими аппаратами постоянный ток.

В качестве оперативного тока применяем выпрямленный оперативный ток, это дает возможность устанавливать более надежные устройства постоянного тока.

Для питания приводов выключателей применяем силовые выпрямительные устройства типа УПК-КМ.

Технические данные:

1. Номинальное напряжение сети – 220В.
2. Номинальная частота – 50Гц.
3. Номинальное выпрямленное напряжение в режиме х.х. – 257В.
4. Номинальное выпрямленное напряжение под нагрузкой – 230В.
5. Максимальный выпрямленный ток под нагрузкой – 150А.
6. Время между циклами не менее – 10мин.
7. Габариты шкафа 1100х600х300мм.

Устройство УПК-КМ содержит электромагнитный накопитель электрической энергии, позволяющий включать выключатель при отсутствии оперативного напряжения.

Устройство имеет защиту от перегрузок и токов короткого замыкания на стороне выпрямленного тока, а так же контроль исправности узла накопления.

7 Расчет заземления подстанции

Заземление на сегодняшний день одним из самых важных аспектов проектирования электрических систем, которое имеет важное значение. Конструкция подстанции представляет собой обильное количество взаимосвязанных факторов, которые должны принимать во внимание. Система заземления подстанции является подземным, проводящая сетка, которая служит с целью обеспечения протекания тока по пути наименьшего сопротивления, протекающий таким образом, чтобы в случае неисправности он распределяется по всем направлениям в основание земли[18].

Заземлению подлежит каждая металлическая установка, по которой не проходит электрический ток. В качестве заземлителей можно использовать как естественные, так и искусственные.

7.1 Расчёт заземляющих устройств в установках с изолированной нейтралью

В установках 6-35 кВ широкое применение получил расчет заземления подстанции методом коэффициента использования. Данная подстанция, находится в I климатической зоне. Естественных заземлителей нет. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50x50x5 мм, длиной 3 м. Расстояние между уголками 4,5 м. Уголки забиты по контуру подстанции. Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса 40x4 мм. Глубина заложения горизонтального заземлителя 0,7 м. Грунт – супесок, сопротивление которого приблизительно 300 Ом·м.

Допустимое сопротивление на стороне 0,4 кВ должно быть 4 Ом, которое и будет определяющим для расчета.

Сопротивление устройства предназначенного для заземления с учетом грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{zp}}{100} \cdot R_3, \quad (7.1)$$

$$R_3 = \frac{300}{100} \cdot 4 = 12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right), \quad (7.2)$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 600}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,048} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 164,7 \text{ Ом};$$

где $\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{zp} = 2 \cdot 300 = 600 (\text{Ом} \cdot \text{м})$ [9];

l - длина вертикального заземлителя, м;

d - диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b принимается $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,05 = 0,048 \text{ м}$) [9];

t_0 - глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t' = t_0 + \frac{1}{2} \cdot l, \quad (7.3)$$

$$t' = 0,7 + 0,5 \cdot 3 = 2,2 \text{ м.}$$

Число заземлителей которые устанавливаются вертикально:

$$n_\varepsilon = \frac{R_\varepsilon}{\eta_\varepsilon \cdot R_3}, \quad (7.4)$$

$$n_\varepsilon = \frac{164,7}{0,6 \cdot 12} = 22,8,$$

где η_ε - коэффициент использования заземлителей, которые устанавливаются вертикально, расположенные по контуру [9].

Таким образом, за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке 23 шт.

Общее расстояние заземлителей которые устанавливаются горизонтально (полосы):

$$l_2 = a \cdot n, \quad (7.5)$$

$$l_2 = 4,5 \cdot 23 = 103,5 \text{ м.}$$

Растекающееся сопротивление заземлителей которые устанавливаются горизонтально (сопротивление заземляющей полосы):

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.2}}{l_2} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (7.6)$$

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 1500}{103,5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 103,5^2}{0,04 \cdot 0,7} = 31,2 \text{ Ом,}$$

где $\rho_{расч.2} = k'_c \cdot \rho_{сп} = 5 \cdot 300 = 1500 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$ [9].

Действующее значение растекающегося сопротивления заземлителей, которые устанавливаются горизонтально, с учетом η_2 :

$$R'_2 = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (7.7)$$

$$R'_2 = \frac{31,2}{0,295} = 105,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию вертикальных с учетом R горизонтальных заземлителей:

$$R'_6 = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3}, \quad (7.8)$$

$$R'_6 = \frac{105,8 \cdot 12}{105,8 - 12} = 13,5 \text{ Ом.}$$

Точное число вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e} \quad (7.9)$$

$$n'_e = \frac{164,7}{0,6 \cdot 13,5} = 20,3.$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве $n'_e = 21$ шт. вертикальных заземлителей (уголков).

7.2 Расчёт заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше

На установках с напряжением 110 кВ и выше рекомендуется устанавливать вертикальные заземлители, которые в свою очередь, соединяются полосами расположенные горизонтально рядом с заземляемым оборудованием. А также, установка полос расположенных поперек, имитирующих сетку для выравнивания.

Если $\tau = t_{p.z.} + t_{o.g.} = 0,01 + 0,035 = 0,045$ с, тогда согласно [9] находим $U_{пр.доп} = 500$ В

Если заземлители являются сложные, то рассчитываем по формуле [9, 21, 22]:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (7.10)$$

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{12 \cdot 20}} \right)^{0,45}} = 0,17;$$

где $M = 0,5$, т.к. грунт принят однородным, то $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$;

$l_B = 5$ м - длина заземлителя, который расположен вертикально;

$L_T = 128$ м -длина заземлителя который расположен горизонтально;

$a = 5$ м - расстояние между заземлителями располагающихся в вертикальном положении;

$S = 240$ м² - площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q \cdot R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88,$$

где $R_q = 1000$ Ом, $R_c = 1,5\rho_{в.с.}$;

$\rho_{в.с.} = 84$ Ом · м - сопротивление верхнего грунта.

Напряжение на заземлителе определяется из выражения:

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон.}}{k_{II}}, \quad (7.11)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,17} = 2941 \text{ В.}$$

В пределах допустимого (ниже 6-10 кВ).

Так как $U_3 = I_3 \cdot R_3$, то сопротивление заземляющего устройства должно быть рассчитано по формуле [9, 25, 26]:

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (7.12)$$

где I_3 — расчётный ток однофазного К.З. в рассматриваемой установке.

$$R_{з.дон} = \frac{2941}{6170} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Заземлитель рассчитывается как квадрат, и его сторона находится по формуле:

$$\sqrt{S} = \sqrt{12 \cdot 20} = 15,5 \text{ м.}$$

Количество отверстий с одной стороны:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{128}{2 \cdot 15,5} - 1 = 3,1.$$

Следовательно $m=3$.

Общее расстояние полос в предполагаемом заземлителе :

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot m + 1 = 2 \cdot 15,5 \cdot 4 = 124 \text{ м.}$$

Общее расстояние стороны ячейки рассчитывается по формуле:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{15,5}{3} = 5,2 \text{ м.}$$

Наиболее эффективно вертикальные электроды устанавливать по периметру заземляющего устройства. Количество заземляющих устройств располагающихся вертикально находится по формуле:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{15,5 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 12,4 .$$

Необходимое количество $n_b=12$.

Вся протяженность заземлителей, расположенных вертикально, находится по формуле:

$$n_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м.}$$

Примерная глубина, на которую необходимо зарыть вертикальный электрод находится по выражению:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{15,5} = 0,368 > 0,1.$$

Из этого следует

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,385 - 0,25 \cdot 0,368 = 0,293$$

Если заземлители являются сложными, то его сопротивление вычисляется по [9, 21, 22]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}, \quad (7.13)$$

$$R_3 = 0,293 \cdot \frac{84}{15,5} + \frac{84}{124 + 60} = 2,03 \text{ Ом.}$$

Это значительно превышает необходимое число $R_{3, \text{доп}} = 0,48 \text{ Ом}$.

Теперь находим напряжение прикосновения:

$$U_{np} = I_3 \cdot R_3 \cdot k_{II} = 0,17 \cdot 6170 \cdot 2,03 = 2129 \text{ В}$$

что превышает необходимое число в 500 В.

Чтобы понизить напряжение прикосновения необходимо сделать насыпать гравий слоем 20 мм по всей ГПП. Это повысит сопротивление под ногами людей.

Удельное сопротивление гравия $\rho_3 = 3000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, теперь

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

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot \sqrt{12} \cdot 20} \right)^{0,45}} = 0,05.$$

Подсыпка особо не помогает при растекании тока от заземлителя, т.к. он расположен на много ниже самой подсыпки.

Согласно формулам (7.11) и (7.12):

$$U_3 = \frac{500}{0,05} = 10000 \text{ В},$$

что в пределах допустимого.

$$R_{3.дон} = \frac{10000}{6170} = 1,62 \text{ Ом}$$

что меньше значения $R_{3.дон} = 1,62 \text{ Ом}$.

Можем вычислить напряжение прикосновения по формуле:

$$U_{np} = 0,05 \cdot 6170 \cdot 1,62 = 491 \text{ В}$$

Данное значение уже меньше 500 В.

Это доказывает, что подсыпка сильно влияет на напряжение прикосновения.

8 Молниезащита подстанции

Для того чтобы в здания и сооружения, расположенные на открытом распределительном устройств подстанции были защищены от попадания молнии необходима установка молниеотводов.

Обычно их изготавливают в виде троса и стержня. Молниеотводы похожие на стержень, хорошо защищают различные здания и сооружения. А молниеотводы выполненные тросом, обычно используют для ЛЭП.

На практике распространенные являются молниеотводы в виде стержня, тросовые, кроме защиты ЛЭП, ещё могут использовать для защиты длинных и узких сооружений. Молниеотвода в виде сетки, которая укладывается на здание, нуждающееся в защите, похоже на действие обычного молниеотвода [15].

Расчет защиты от точного удара молнии заключается в определении зоны защиты, типов защиты и параметров.

Согласно [1, 2, 23] на данной подстанции «УМЗ» установим двойные стержневые молниеотводы, так как расстояние между стержневыми молниеотводами не превышает предельного значения, т.е. $L \leq 4 \cdot h$.

Примем высоту молниеотвода равной $h=20$ м с надежностью защиты 0,9. Тогда при расстоянии между молниеотводами $L = 25$ м:

$$L_C = 2,5 \cdot h, \quad (8.1)$$

$$L_C = 2,5 \cdot 25 = 62,5 \text{ м.}$$

В таком случае граница зоны не имеет провеса, так как $L \leq L_C$, тогда $h_C = h_0$.

Габариты зоны защиты определяются двумя параметрами:

-высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (8.2)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м,}$$

-радиус конуса на уровне земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (8.3)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м.}$$

Максимальная полуширина зоны в горизонтальном сечении на высоте $h_x = 6$ (м):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot h_0 - h_x}{h_0}, \quad (8.4)$$

$$r_x = \frac{30 \cdot 21,3 - 6}{21,3} = 21,5 \text{ м.}$$

Зона защиты молниеотводов изображена на чертеже 6.

9 Организационно – экономическая часть подстанции

9.1 Вычисление стоимости при реконструкции ГПП «УМЗ»

В основные затраты на реконструкцию входят: демонтаж и монтаж нового оборудования и его стоимость. Монтажные работы по соединению этого оборудования суммируется из прямых затрат, накладных расходов и плановых накоплений.

Прямые затраты складываются из цены на оборудование в данный момент времени и включают в себя: з/п рабочих, цену самих материалов, инструментов для монтажа, аренда специальных машин приборов.

Накладные расходы включают в себя затраты на создания хороших условий работ для организаций и их персонала, которые занимаются монтажом, наладкой и управления оборудованием.

Плановые накопления включают в себя ту прибыль, которая идет от организаций строившие и монтирующие данное оборудование, и которая должна учитываться в сметной стоимости.

Накладные расходы и плановые накопления начисляются в конце итогов прямых затрат. Сама же смета формируется в конце каждого месяца по разделениям.

Составим смету на реконструкцию подстанции «УМЗ». При техническом переоснащении объекта к основной заработной плате, эксплуатации машин и механизмов и трудозатратам принимается коэффициент 1,1. При демонтаже оборудования с последующим его использованием принимается коэффициент 0,4, а без последующего использования – 0,3.

При определении сметной стоимости приняты:

- накладные расходы – 93,1%;
- плановые накопления – 90,7%.

9.2 Подсчет основных затрат при реконструкции ГПП «УМЗ»

Основная причина реконструкции подстанции 110/10 кВ «УМЗ»- это замена устаревших силовых трансформаторов, которые практически исчерпали свой ресурс, а также недостаточный коэффициент загрузки (K_3). При смене трансформатора $S=10$ МВ·А на менее мощные $S=4$ МВ·А – это повысит K_3 и уменьшит потери.

Первым делом рассчитаем время потери электрической энергии в самое неблагоприятное время.

Самые большие потери можно узнать из выражения:

$$\tau = 0,124 + T_m \cdot 10^{-4} \cdot 8760, \quad (9.1)$$

где T_m – продолжительность максимальной годовой нагрузки на подстанции.

Определим время, при котором, самые большие потери на подстанции:

$$\tau = (0,124 + 3500 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 1968,16 \text{ ч.}$$

Теперь определим потери активной энергии трансформатора по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta P_K \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_X \cdot T, \quad (9.2)$$

где ΔP_K – потери мощности КЗ трансформатора, кВт;

ΔP_X – потери мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт;

T – продолжительность работы трансформатора в году, принимается равным

β – коэффициент загрузки.

Находим β по формуле:

$$\beta = \frac{S}{S_m}, \quad (9.3)$$

где $S_{нб}$ – мощность, которая идет через трансформатор в данный момент, кВ·А;

S_m – мощность силового трансформатора, кВ·А

Чтобы узнать, сколь теряется активной мощности на трансформаторе, используем выражение:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot \beta^2 + \Delta P_x. \quad (9.4)$$

По выражениям (9.2) и (9.4) узнаем, сколь теряется активной мощности в трансформаторе мощностью 10 МВ·А:

$$\Delta P_{10000\text{кВ}\cdot\text{А}} = 15,2 + 15,2 + 60 \cdot \left(\frac{1905,26}{10000}\right)^2 + 60 \cdot \left(\frac{2944,49}{10000}\right)^2 = 37,78 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W_{10000\text{кВ}\cdot\text{А}} = (15,2 + 15,2) \cdot 8760 + \left(60 \cdot \left(\frac{1905,26}{10000}\right)^2 + 60 \cdot \left(\frac{2944,49}{10000}\right)^2\right) \cdot 1968,16 = 280,829 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Теперь узнаем, сколь теряется активной мощности в трансформаторе мощностью 4 МВ·А:

$$\Delta P_{4000\text{кВ}\cdot\text{А}} = 5,5 + 5,5 + 22 \cdot \left(\frac{1905,26}{4000}\right)^2 + 22 \cdot \left(\frac{2944,49}{4000}\right)^2 = 27,91 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W_{4000\text{кВ}\cdot\text{А}} = (5,5 + 5,5) \cdot 8760 + \left(22 \cdot \left(\frac{1905,26}{4000}\right)^2 + 22 \cdot \left(\frac{2944,49}{4000}\right)^2\right) \cdot 1968,16 = 129,647 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

После подсчета потерь обоих трансформаторов, можно определить на сколько уменьшатся потери с новым трансформатором:

$$\Delta P = 37,78 - 27,91 = 9,87 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W = 280,829 - 129,647 = 151,182 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим, какую сумму можно сэкономить при переходе на новый трансформатор:

$$\begin{aligned} \Delta\Pi &= (12 \cdot a\Delta P + v \cdot \Delta W) \cdot (0,27 + 0,73 \cdot \frac{K_H}{K_B}) = (12 \cdot 14767,3 \cdot 9,87 + 137,2 \cdot 151182) \cdot (0,27 + 0,73 \cdot \frac{2150}{2172}) = \\ &= 22,325 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Определим, за какое время окупится новый трансформатор:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta\Pi} = \frac{148,468}{22,325} = 6,7 \text{ Г.}$$

Узнаем, какую прибыль принесет данная реконструкция за весь срок «жизни». Возьмём за срок «жизни» в 20 лет. Все расчёты представлены в приложении Д.

Узнаем динамическое время, за которое проект принесет прибыль:

$$T_{дин} = t - \frac{ЧДС_t}{ЧДС_{t+1} - ЧДС_t} = 12 - \frac{-3,465}{3,648 + 3,465} = 12,5 \text{ Г.}$$

Из полученных данных можно сделать вывод, что установка новых трансформаторов принесет прибыль.

Заключение

В данной бакалаврской работе была проведена работа по реконструкции основного электротехнического оборудования на главной понизительной подстанции «УМЗ». Поскольку оборудование уже морально и физически устарело, и не могло переносить экстремальные нагрузки, оно было заменено на новое. К тому же оба трансформатора были не догружены, и из-за этого были потери электроэнергии.

Трансформаторы ТДН-10000/110 /10 были заменены на силовые трансформаторы типа ТМН-4000/110/10.

При реконструкции главной понизительной подстанции «УМЗ» была произведена устаревшей схемы с отделителями и короткозамыкателями у трансформатора, на автоматические выключатели. Собственные нужды подстанции теперь питаются от трансформатора собственных нужд ТМ-100/10/0,4.

Также в бакалаврской работе произведена замена маслonaполненных выключателей ВМП-10 на вакуумные типа ВБТЭ-10, на стороне высшего напряжения установлены элегазовые выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители типа SDF – 123. На стороне 110 и 10 кВ вместо разрядников установлены ОПН-110, ОПН-10. Заменены трансформаторов тока ТПЛ-10 на ТПОЛ-10, а трансформаторы напряжения НТМИ-10 на НАМИТ-10. За место старой релейной защиты и автоматики, для защиты кабельных линий и силового трансформатора, была установлена новая микропроцессорная электроника фирмы «Schneider Electric»

В экономической части посчитана стоимость реконструкции, а также посчитано, через какое время данный проект принесет прибыль.

Список использованных источников

1. Правило устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. [Текст] – М.: Госэнергонадзор, 2015.
2. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии : метод. указания к курсовому проектированию. - Тольятти: ТГУ, 2007. - 40 с.
3. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6-750 кВ подстанций и указания по их применению. №14198ТМ -Т1. Москва, 2001.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов/ В.С. Козулин. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.
5. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии. Ч.1: учебное пособие/ О.В. Самолина. - Тольятти: ТГУ, 2008. - 65 с.
6. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии. Ч.2: учебное пособие/ О.В. Самолина. - Тольятти: ТГУ, 2008. - 96 с.
7. Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики: учебник. - М.: Б 95 ИНФРА-М, 2007. - 278 с.
8. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.А. Салтыкова - Тольятти: ТГУ, 2007. - 47 с.
9. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции [Текст]: учеб. –метод. Пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыкова. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
10. Лыкин, А.В. Электрические сети и системы: учеб. пособие. - М.: Логос, 2008. - 245 с
11. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35. - М.: ПАПИРУС ПРО, 2003. - 608 с.
12. Баковые выключатели серий ВГБ, ВЭБ [Электронный ресурс] / ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш», Россия - Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>, свободный. (Дата обращения: 29.03.2016 г.).

13. Счетчики электрической энергии [Электронный ресурс] / АО «Электротехнические заводы «Энергомера»- Россия - Режим доступа: <http://http://www.energomera.ru/>, свободный. (Дата обращения: 10.04.2016 г.).
14. Устройства РЗ и А [Электронный ресурс] / «Schneider Electric»- Россия - Режим доступа: <http://www.schneider-electric.ru/> /, свободный. (Дата обращения: 16.04.2016 г.).
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2006 - 672 с: ил.
16. Designing of HV Power Substation and Layout, [electronic resource] / URL: <http://electrical-engineering-portal.com/designing-of-hv-power-substation-and-layout>
17. Design Guide for Sectionalizing Distribution Lines [electronic resource] / URL: http://www.rd.usda.gov/files/UEP_Bulletin_1724E-102.pdf
18. Design Of MV/LV Substation Transformer [electronic resource] / URL: <http://www.scirp.org/journal/PaperInformation.aspx?PaperID=26596>.
19. An Investigation into Substation Grounding and Its Implementation on Gaza Substation [electronic resource] / URL: <http://www.scirp.org/journal/PaperInformation.aspx?PaperID=8596>.
20. The Research of Intelligent Substation Time Synchronization System and the Influence of Its Fault to Relay Protection [electronic resource] / URL: <http://www.scirp.org/journal/PaperInformation.aspx?PaperID=38370>
21. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.
22. Заземляющие устройства электроустановок (требования нормативных документов, расчет, проектирование, конструкции, сооружение): справочник / Р.К. Борисов и др. [Текст] – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
23. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. [Текст] – М.: Издательство стандартов, 2003.

Приложение А

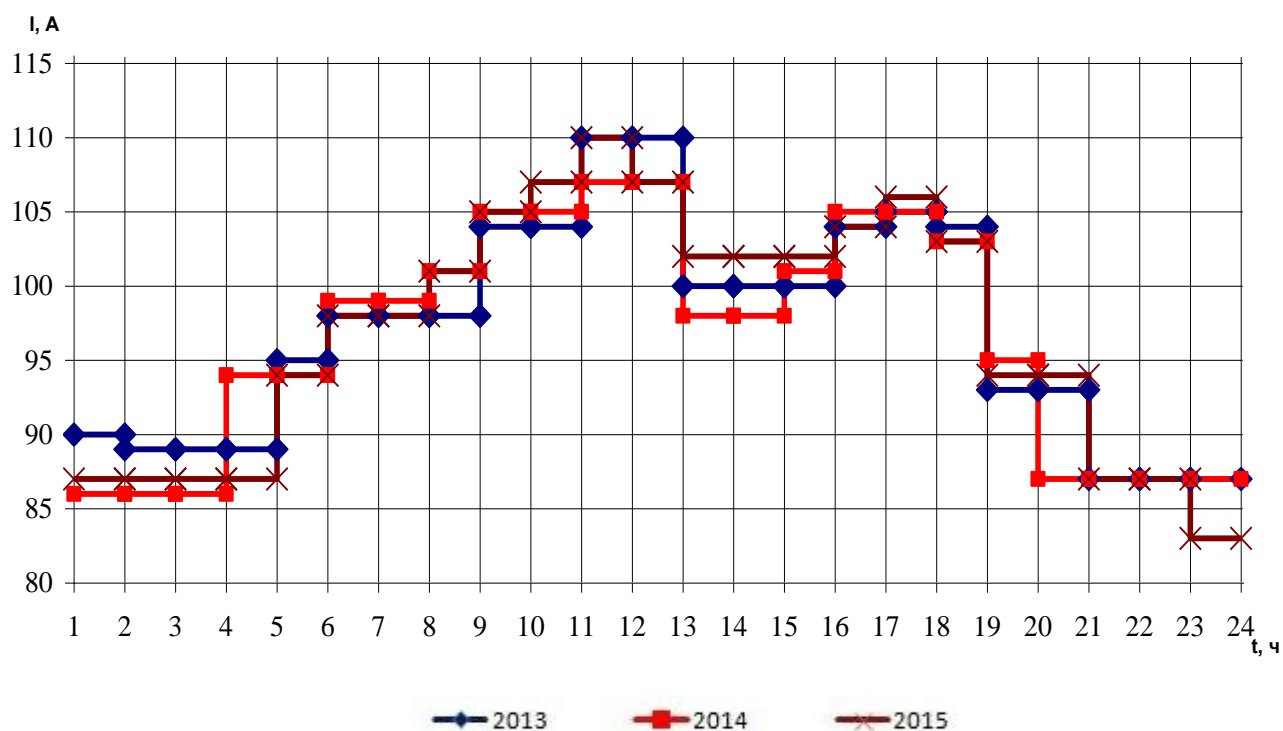


Рисунок А.1- Динамика изменения нагрузки на подстанции «УМЗ» для трансформатора Т1

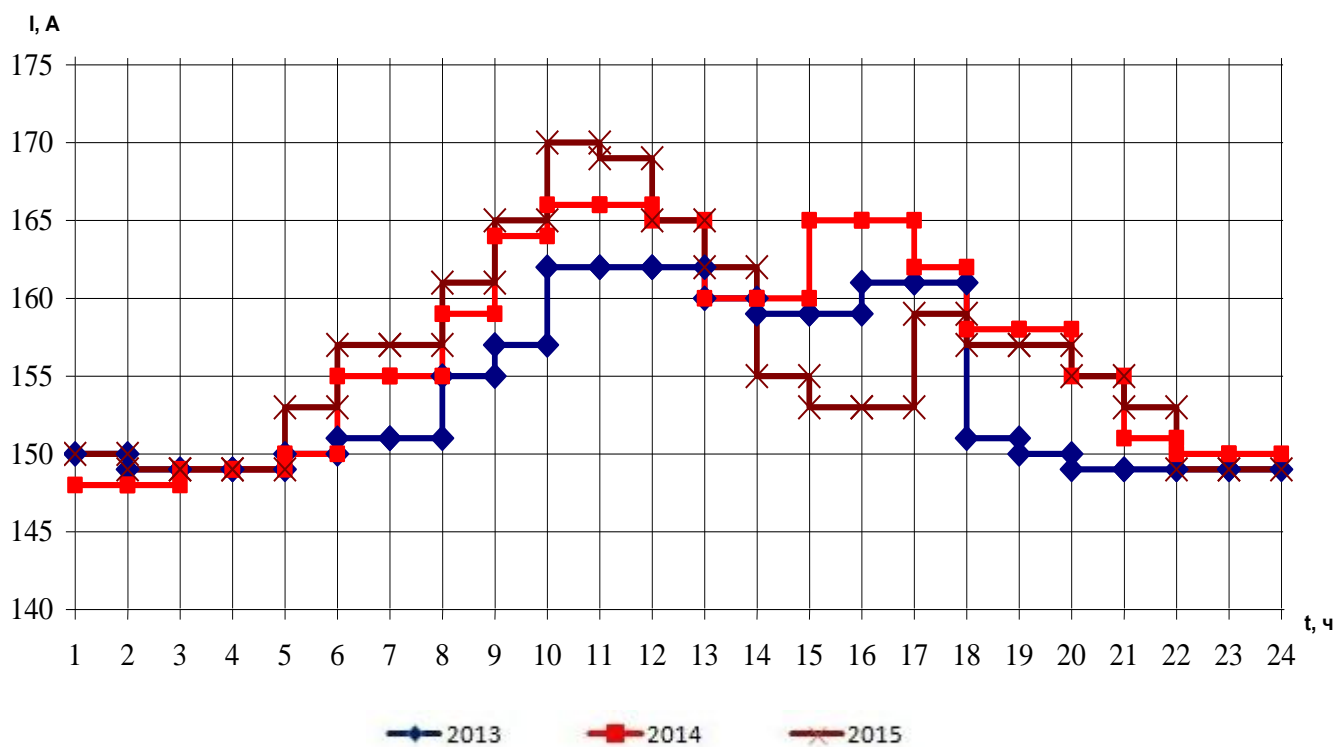


Рисунок А.2- Динамика изменения нагрузки на подстанции «УМЗ» для трансформатора Т2

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты выбора выключателей со стороны высшего напряжения

Обозначение	Тип	Расчётные параметры	Каталожные данные	Условие выбора
Q1	ВЭБ-УЭТМ-110	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 30,50 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 8,65 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,2\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q2	ВЭБ-УЭТМ-110	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 7,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,3\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

Приложение В

Таблица В.1 – Результаты выбора разъединителей со стороны высшего напряжения

Обозначение	Тип	Расчётные параметры	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
QS1, QS5	SDF – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 45 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_k = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
QS3, QS4	SDF – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 14,69 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 45 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_k = 7,67 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
QS2, QS6	SDF – 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 45 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$
		$B_k = 6,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Приложение Г

Таблица Г.1 – Результаты выбора выключателей со стороны низкого напряжения

Обозначение	Тип	Расчётные параметры	Каталожные данные выключателя	Условие выбора
Q3, Q4	ВБТЭ-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 323,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q6 – Q19	ВБТЭ-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 36,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q5	ВБЕЭ-10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 161,66 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

Приложение Д

Таблица Д.1 - Вычисление срока окупаемости новых силовых трансформаторов

Год	Вложения, млн. руб.	Прибыль, млн. руб.	Поток денег, млн. руб.	Дисконтный коэф-нт	Дисконтированный поток наличности, млн. руб.	Накопленная ЧДС, млн. руб.
0	139,862	0,000	-139,862	1,000	-139,862	-139,862
1		19,853	19,853	0,898	19,568	-120,294
2		19,853	19,853	0,789	17,837	-102,457
3		19,853	19,853	0,701	15,564	-86,893
4		19,853	19,853	0,629	14,248	-72,645
5		19,853	19,853	0,621	12,391	-60,254
6		19,853	19,853	0,602	11,789	-48,465
7		19,853	19,853	0,583	10,321	-38,144
8		19,853	19,853	0,484	9,963	-28,181
9		19,853	19,853	0,397	8,159	-20,022
10		19,853	19,853	0,362	7,357	-12,665
11		19,853	19,853	0,333	6,951	-6,014
12		19,853	19,853	0,319	6,302	0,288
13		19,853	19,853	0,285	5,923	6,211
14		19,853	19,853	0,244	5,201	11,412
15		19,853	19,853	0,236	4,654	16,066
16		19,853	19,853	0,228	4,369	20,435
17		19,853	19,853	0,201	3,925	24,360
18		19,853	19,853	0,174	3,482	27,842
19		19,853	19,853	0,152	3,001	30,843
20		19,853	19,853	0,137	2,823	33,666