

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 ПС 35/6 кВ «Русский Вожой»

Обучающийся

А.И. Солохин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.п.н., доцент Т.С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Объектом реконструкции выпускной квалификационной работы является главная понизительная подстанция в селе Русский Вожой, «Русский Вожой» филиала «Удмуртэнерго».

В ходе работы были рассчитаны и выбраны оборудования, аппаратов подстанций, изложенные в следующих разделах:

- анализ нагрузки ПС;
- расчет электрических нагрузок ПС;
- расчет числа и мощности силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет и выбор электрического оборудования и проводников;
- расчет релейной защиты, выбор оперативного тока на ПС;
- определение мощности собственных нужд подстанции;
- расчет системы заземления и молниезащиты ПС.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 78 с., включает 19 рисунков, 22 таблиц, 6 чертежей формата А1.

Abstract

The object of reconstruction of the final qualification work is the main step-down substation in the village of Russian Vozhoy, "Russian Vozhoy" of the branch of "Udmurtenergo".

In the course of the work, equipment and apparatus of substations were calculated and selected, set out in the following sections:

1. analysis of the load of the substation;
2. calculation of electrical loads of substations;
3. calculation of the number and power of power transformers;
4. calculation of short-circuit currents;
5. calculation and selection of electrical equipment and conductors;
6. calculation of relay protection, selection of operating current on the substation;
7. determination of the capacity of the substation's own needs;
8. calculation of the grounding system and lightning protection of the substation.

The final qualification work is completed on 78 pages, includes 19 figures, 22 tables, 6 drawings of A1 format.

Содержание

Введение	5
1 Характеристика объекта	7
2 Расчет электрических нагрузок подстанции.....	12
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	15
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов	15
3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	16
4 Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанций.....	21
4.1 Выбор схемы электрических соединений.....	21
4.2 Выбор основных конструктивных решений подстанции	23
5 Расчет токов короткого замыкания	24
5.1 Выбор высоковольтного выключателя	31
5.2 Выбор разъединителей.....	36
5.3 Выбор трансформатора тока.....	39
5.4 Выбор оборудования на стороне низкого напряжения 6 кВ.....	44
5.5 Выбор оперативного тока, трансформаторов собственных нужд	52
6 Релейная защита, заземление, молниезащита подстанции «Русский Вожой»	57
6.1 Расчёт релейной защиты трансформатора	57
6.2 Расчет заземления подстанции «Русский Вожой»	66
6.3 Молниезащита на подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ.....	70
Заключение	74
Список используемых источников.....	76

Введение

Все юридические и физические лица в Российской Федерации используют разные виды энергии, одним из основных является электрическая энергия, данный вид энергии является уникальной. Её уникальность состоит в том, что передача электричества возможна на большие расстояния которая берется из единой энергетической системы (ЕЭС). ЕЭС России состоит из семи объединенных энергетических систем (ОЭС) – ОЭС Юга, Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Урала, Сибири и отдельной ОЭС Дальнего Востока, соединенные между собой воздушными линиями электропередачами параллельно. Проанализировав отчет о функционировании единой электрической системы Российской Федерации с 2021 по 2022 год, можно заметить, что потребление электрической энергии возросло с 1090,4 млрд кВт·ч до 1106,3 млрд кВт·ч соответственно. По данным показателям, можно утверждать, что тенденция роста потребителей электроэнергетики в скором будущем будет только возрастать. Для достижения бесперебойной и надежной работы энергосистемы таких масштабов, необходимо увеличивать количество подстанций, а уже существующие подстанции нуждаются в реконструкции, так как они были введены в 70-х, 80-х годах прошлого века и уже не соответствуют параметрами эксплуатации в настоящее время.

В случае если ничего не предпринимать электрооборудования будут эксплуатироваться в режиме повышенной нагрузки вследствие этого могут возникнуть неблагоприятные последствия, такие как ускоренное старение изоляции, короткие замыкания, что приведут за собой нарушение работы энергосистемы или к крупной аварии.

Как и в Российской Федерации, количество потребителей электрической энергии в иностранных государствах возрастает с каждым годом. Для борьбы с ухудшением надежности и бесперебойности передачи электроэнергии, зарубежный опыт показал улучшение надежности

электроснабжения применяя последние достижения в области электроэнергетики. В связи с этим применяют последние разработки в сфере электрооборудования, параметры, которые отличаются в разы от устаревшего оборудования. С должной эксплуатацией электрооборудования, количество прогнозируемых аварий сводятся к минимуму и количество рабочих часов увеличивается [21]-[25].

«Объектом реконструкции выпускной квалификационной работы (ВКР) является главная понизительная подстанция «Русский Вожой» 35/6 кВ филиала» [20] «Удмуртэнерго».

Цель данной выпускной квалифицированной работы обеспечение надежности и бесперебойности передачи электрической энергии потребителям.

В ходе выполнения ВКР будут выполнены следующие задачи:

- «анализ нагрузки ПС;
- расчет электрических нагрузок ПС;
- расчет числа и мощности силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет и выбор электрического оборудования и проводников;
- расчет релейной защиты, выбор оперативного тока на ПС;
- определение мощности собственных нужд подстанции;
- расчет системы заземления и молниезащиты ПС.» [20].

1 Характеристика объекта

Подстанция 35/6 «Русский Вожой» находится на улице Рубиновой 14, в деревне Русский Вожой Завьяловского района, республики Удмуртии (рисунок 1).

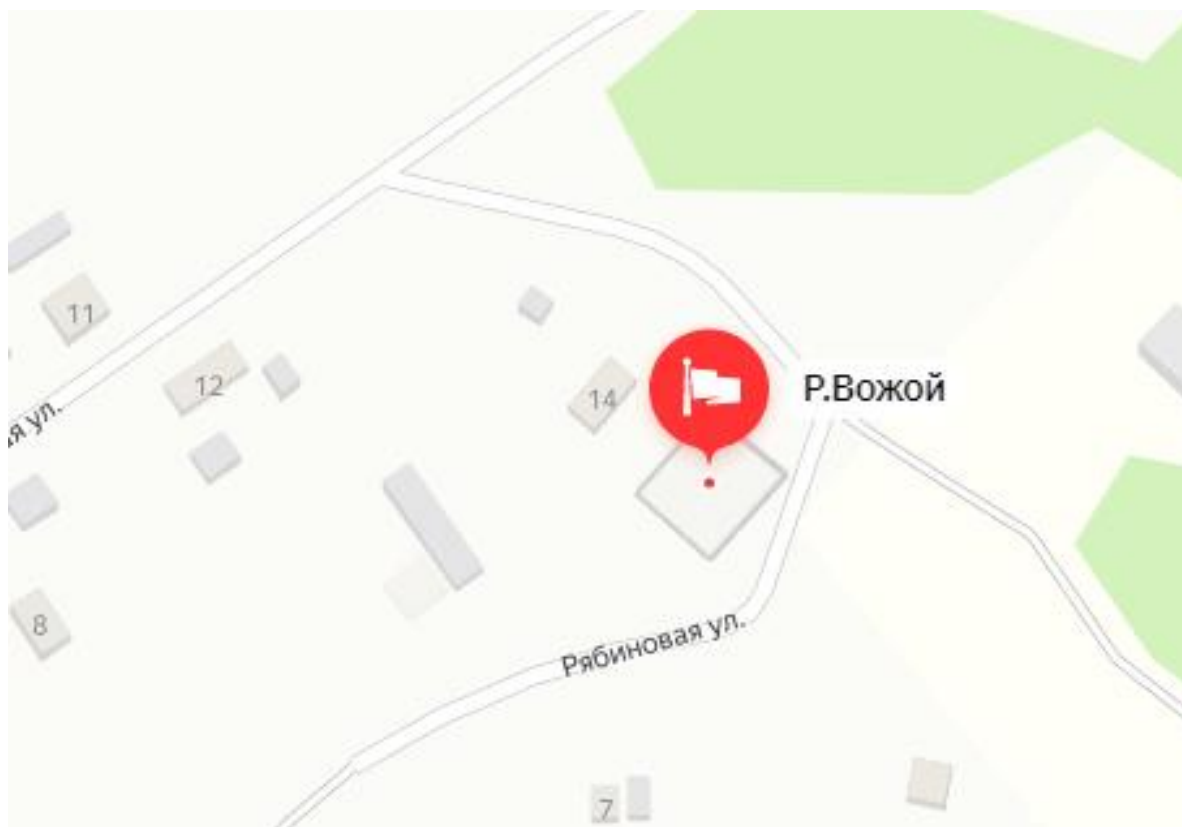


Рисунок 1 – Местоположение подстанции

Подстанция «Русский Вожой» 35/6 кВ была разработана и введена в эксплуатацию в 1973 году. В момент первого запуска и в настоящее время в подстанции установлены и работают два трансформатора ТМ с мощностью 2500 кВА каждый. На рисунке 2 показан схема ЛЭП подстанции.

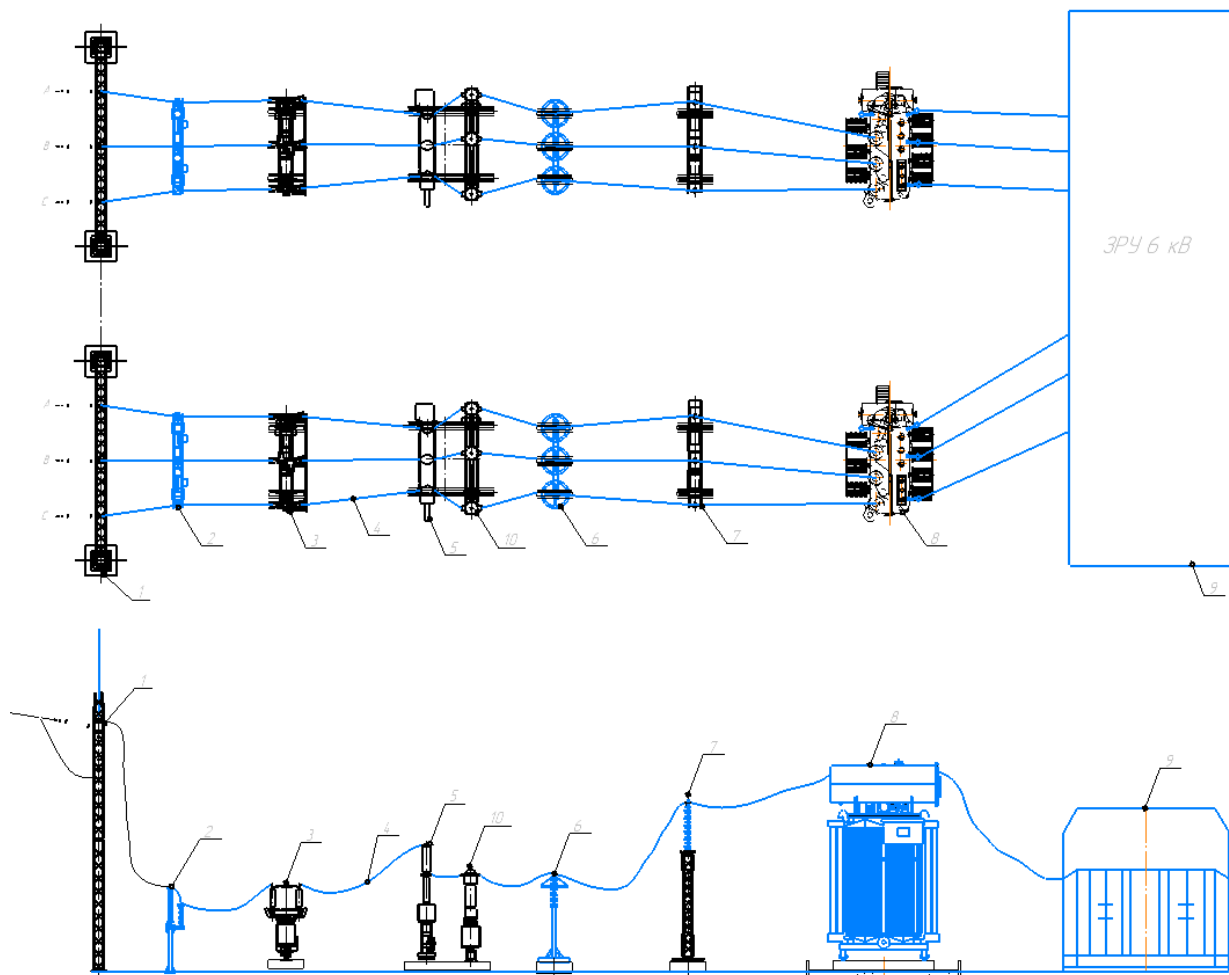


Рисунок 2 – Схема ЛЭП подстанции

В настоящее время подстанция «Русский Вожой» загружена на 120 процентов, что является недопустимым значением. Согласно с правилом технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП): «допускается длительная перегрузка масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком любой обмотки по току на 5 %, если напряжение их обмоток не выше номинального; при этом для обмоток с ответвлениями нагрузка не должна превышать 1,05 номинального тока ответвления» [8]. Подстанция перегружена из-за того, что увеличилось количество потребителей электрической энергии и введены новые объекты и с такой нагрузкой трансформаторы уже не справляются.

На подстанции «Русский Вожой» «по конструктивному исполнению распределительного устройства разделяется на: распределительное устройство 35 кВ – открытое распределительное устройство и на 6 кВ закрытого типа» [13]. На открытом распределительном устройстве эксплуатируется следующее оборудование: 2 силовых трансформатора ТМ с

ПБВ 2500/35/6, разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1, масляные выключатели МГ-35, ОПН-35, трансформаторы тока ТОГ-35. На рисунке 3 показан конструктивное выполнение подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ.



1 - ввод 35 кВ, 2 - блок приема воздушной линии, 3 – разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1, 4 – жесткая ошиновка, 5 – выключатель МГ-35, 6 – ограничитель перенапряжения 35 кВ, 7 – опорный блок изоляторов, 8 – трансформатор ТМ-2500/35/6, 9 – закрытое распределительное устройство 6 кВ, 10 – трансформатор тока ТОГ-35

Рисунок 3 – Конструктивное выполнение подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ

Однолинейная схема подстанции «Русский Вожой» показан на рисунке 4.

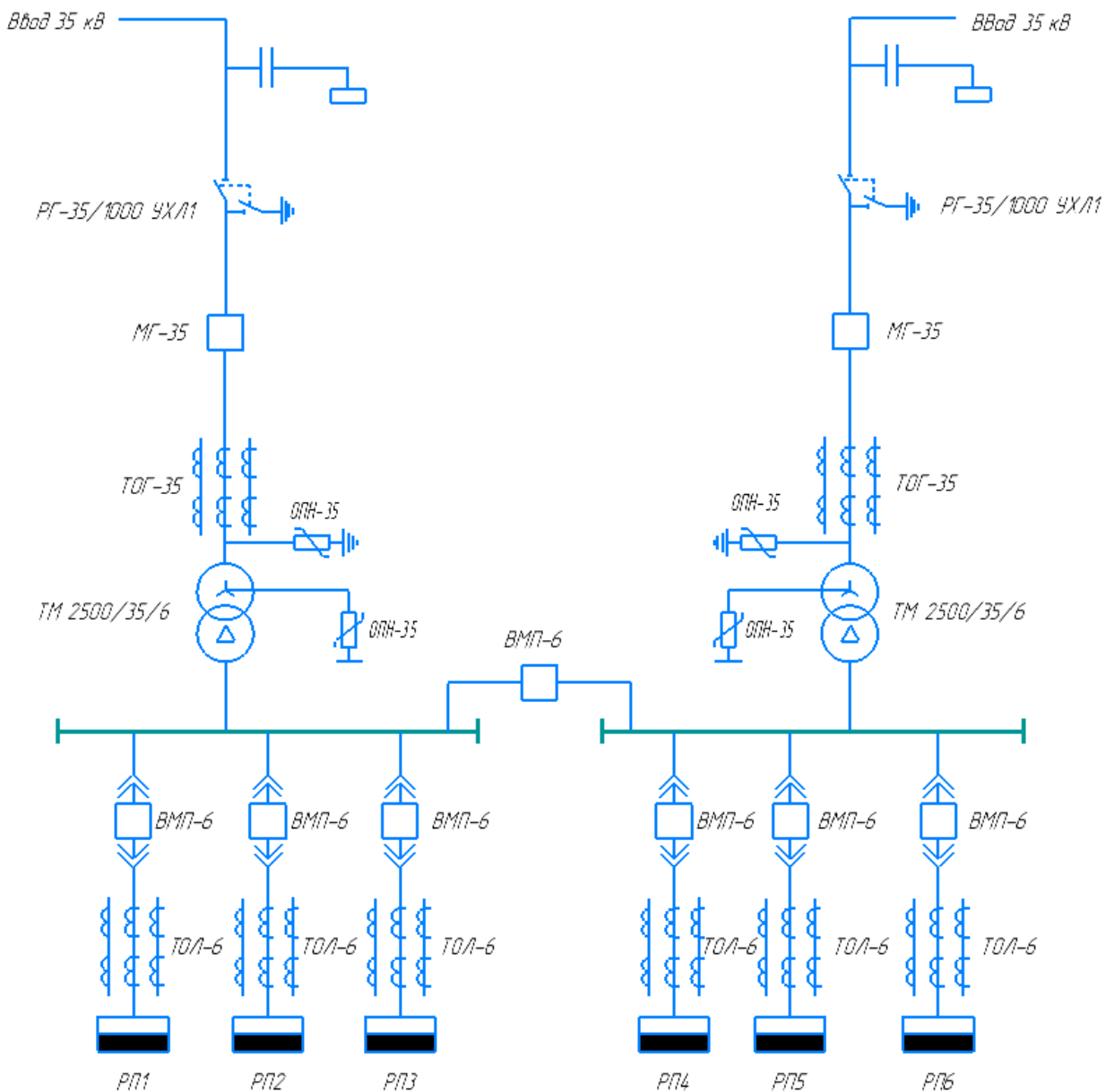


Рисунок 4 – Однолинейная схема подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ

Открытое распределительное устройство 35 кВ питается от одноцепной воздушной линии 35 кВ от подстанции «Кыква» 110/35/6 кВ. Схема закрытого распределительного устройства используется с двумя шинами секционированной выключателем, каждая шина подключена к силовому трансформатору. В случае выхода из строя из-за повреждения или аварии одного из трансформатора, выключатель автоматически включится, и запитает отключенную шину. Схема открытого распределительного устройства используются без ремонтной перемычки со стороны воздушной

линии, в случае обрыва провода подходящий к одному из трансформатора, другой трансформатор будет сверх перегружен из-за чего может выйти из эксплуатации в скором времени.

В связи с этим было принято решение реконструировать подстанцию путем замены устаревших электрических оборудования на новые, заменить трансформаторы на более мощные, изменить схему электроснабжения, установить ремонтную перемычку в открытом распределительном устройстве 35 кВ.

Условия климатического расположения подстанции:

- район по ветровому давлению I;
- минимальная атмосферная температура $-18,1^{\circ}\text{C}$;
- максимальная атмосферная температура $+23^{\circ}\text{C}$;
- район по гололёду - II;

Вывод. В данное время подстанция «Русский Вожой» 35/6 кВ, нуждается в реконструкции, так как эксплуатируемые электрооборудования уже морально и физически устарели. В связи с этим данные электрооборудования не смогут работать в нормальном режиме и выполнять свои функции без сбоев, что повлечет за собой крупные аварии подстанции.

2 Расчет электрических нагрузок подстанции

Проходная (транзитная) подстанция предназначена для обеспечения электроэнергией потребителей и перетока мощности внутри своей сети и энергетической системой. Такой подстанцией является «Русский Вожой».

Подстанция «Русский Вожой» обеспечивает электрической энергией таких потребителей как: производитель мебели для офисов и предприятий торговли ООО «ДАРАЛДИ-АРТ», ООО «МЕЧТА», ООО «ИЖЕВСКСТЕКЛО», производство прочих готовых металлических конструкций ООО ПСК «РОСКОШНЫЙ ДОМ», ООО «ГОЛД-АБ», ООО «НОВОУРАЛЬСК-ФИКС1», ООО «ИЖ-ИНСТРУМЕНТ», ООО «ИЖАВТОМАТИКА», ООО «ХИЛИС», ООО «АКСУ МОТОРС». Данные потребители используют электрическую энергию с отходящих кабельных линий 6 кВ. На рисунке 5 представлен график годовой нагрузки подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ.

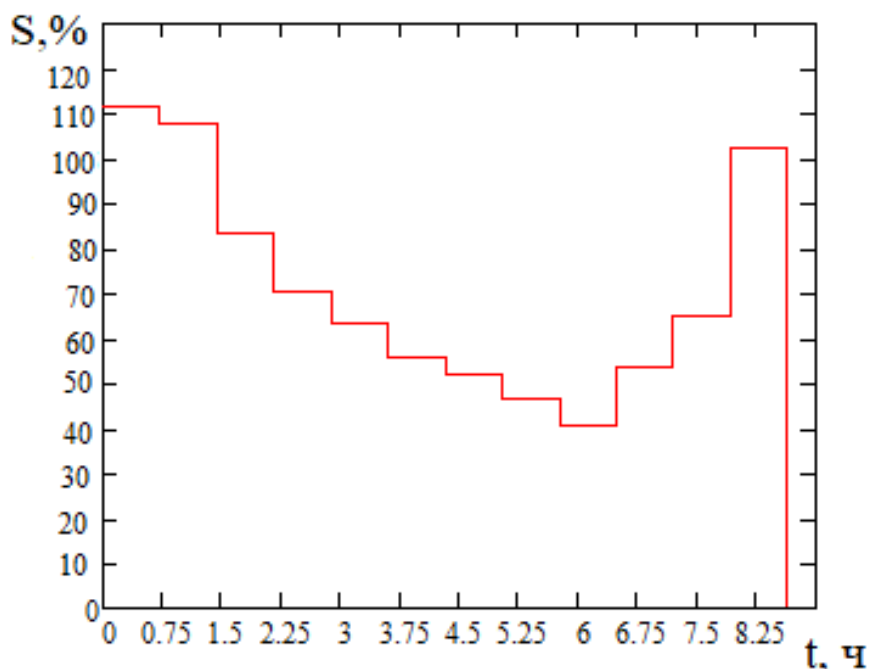


Рисунок 5 – Годовой график нагрузки подстанции «Русский Вожой»

На подстанции эксплуатируются два силовых трансформатора мощностью 2,5 МВА, установленная мощность двух трансформаторов составляет 5 МВА. Анализируя график годового потребления мощности (рисунок 5), можно сделать вывод, что максимальная полная мощность подстанции составляет 6 МВА или $S_{\max}^{ПС} = 6 \text{ МВА}$.

По полученному от рабочего персонала годовому графику нагрузки, представленному на рисунке 5, определим значение потребляемой энергии для подстанции по формуле 1:

$$W_{ПС} = \sum S(t) \cdot t, \quad (1)$$

где $W_{ПС}$ - потребляемая электроэнергия, МВА·ч;

$\sum S(t)$ - мощность ступени, МВА;

t - время ступени, ч.

По годовому графику нагрузки потребляемая энергии для подстанции составляет:

$$W_{ПС} = 40208,4 \text{ МВА} \cdot \text{ч}.$$

Затем, определим продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции по формуле 2:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{S_{\max}}, \quad (2)$$

где S_{\max} - максимальная ступень графика, МВА.

$$T_M = \frac{402084}{6} = 6701,4 \text{ ч}.$$

Следующим действием необходимо найти значение коэффициента заполнения графика подстанции по формуле 3:

$$K_3 = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{6701,4}{8760} = 0,765.$$

«Коэффициент заполнения необходим для того, чтобы произвести расчет числа и мощности силовых трансформаторов» [20].

Вывод. В данном разделе определены следующие значения: продолжительность максимальной годовой нагрузки, коэффициент заполнения.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

«Силовой трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии» [6].

Отечественный опыт показал, что как правило на понизительных подстанциях устанавливают трехфазные трансформаторы. Целью применения трехфазного трансформатора является её дешевизна по сравнению установки групповых однофазных трансформаторов, трехфазный трансформатор занимает мало место на территории подстанции и имеют более высокий коэффициент полезного действия (КПД). Для того, чтобы увеличить надежность системы электроснабжения устанавливают пару одинаковых силовых трансформаторов, в случае выхода из эксплуатации одного из трансформатора из-за неисправности одного из оборудования или отказа, другой трансформаторов резервировал другой.

По рекомендации при проектировании подстанции на силовых трансформаторах должны находиться устройства регулировки под нагрузки. Данное устройство позволяет регулировать на шинах трансформатора напряжение в случае отклонения от номинального значения. Отклонения напряжения могут отклоняться в связи сезонных колебаний нагрузки. Благодаря устройству регулировки под нагрузки можно изменять число витков первичного обмотки и на вторичной обмотке цепи трансформатора.

Для того чтобы выбрать силовой трансформатор обязательно нужно учитывать несколько условий:

- при проектировании подстанции необходимо выбрать трехфазный трансформатор, автотрансформатор, в случае если по ряду причин невозможно установить трехфазный трансформатор или

- автотрансформатор следует использовать группу однофазных трансформаторов;
- рекомендовано выбирать силовые трансформаторы или автотрансформаторы с тремя уровнями напряжения;
 - рекомендуется использовать силовые трансформаторы с расщепленными обмотками, для увеличения надежности электроснабжения;
 - рекомендуется чтобы в выбранных трансформаторах или автотрансформаторах была регулировка под нагрузкой (РПН).

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Число трансформаторов на подстанции зависит от категории надежности потребителя. Если количество потребителей с категорией надежности I и II преобладают, то необходимо выбрать два трансформатора с независимым взаимно резервирующими источниками питания. «В случае перерыва электроснабжения потребителей I и II категории от одного из источника питания, то время данного перерыва должно составлять на время автоматического восстановления питания от другого источника питания» [9]. Если количество потребителей с категорией надежности II и III преобладают, то в случае, если невозможно на территории подстанции установить два трансформатора питающихся от разных источников питания, то допустимо выбрать один трансформатор на подстанции, который будет транспортировать электрическую энергию от одного источника питания.

Проходная подстанция «Русский Вожой» в основном поставляет электрическую энергию потребителям с категорией электроснабжения I и II и на территории подстанции находятся два трансформатора типа ТМ-2500/35/10,5. Данные трансформаторы функционируют с момента ввода в эксплуатацию подстанции, а именно с 1973 года. Трансформаторы согласно графику проведения обслуживания своевременно обслуживались и

выводились на ремонт. На данный момент трансформаторы находятся в хорошем состоянии.

В связи с увеличением потребления электрической энергии трансформаторы уже не справляются с современной нагрузкой, из-за этого возникает вопрос о замене трансформаторов на более мощные.

Для определения количества и мощности силовых трансформаторов на подстанции необходимо использовать суточный график потребления мощности. На рисунке 6 показан суточный график нагрузки потребителей.

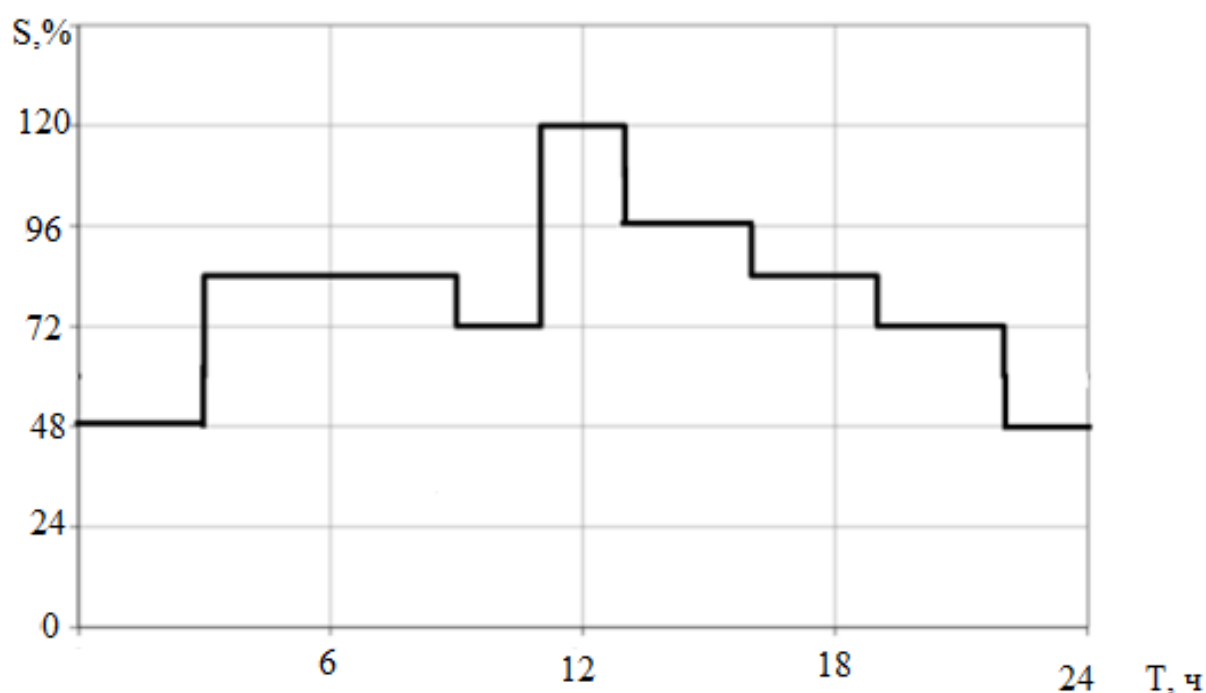


Рисунок 6 – Суточный график нагрузки потребителей

По рисунку А.1 найдем значение мощностей для каждой ступени. Наибольшее значение полной мощности составляет $S_{\max}^{ПС} = 6$ МВА, что составляет 120 %.

Для нахождения остальных ступеней мощностей необходимо воспользоваться пропорцией:

$$6 \text{ МВА} - 120\% ,$$

$$S_{1\text{ступени}} - 48\% ,$$

$$S_{1\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{48}{120} = 2,4 \text{ МВА} .$$

Последующие значения находятся аналогично:

$$S_{2\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{84}{120} = 4,2 \text{ МВА} ,$$

$$S_{3\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{72}{120} = 3,6 \text{ МВА} ,$$

$$S_{4\text{ступени}} = 6 \text{ МВА} ,$$

$$S_{5\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{96}{120} = 4,8 \text{ МВА} ,$$

$$S_{6\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{84}{120} = 4,2 \text{ МВА} ,$$

$$S_{7\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{72}{120} = 3,6 \text{ МВА} ,$$

$$S_{8\text{ступени}} = 6 \cdot \frac{48}{120} = 2,4 \text{ МВА} .$$

После того как были найдены значения полной мощности каждой ступени суточной нагрузки построим двухступенчатый график. Двухступенчатый график показан на рисунке 7.

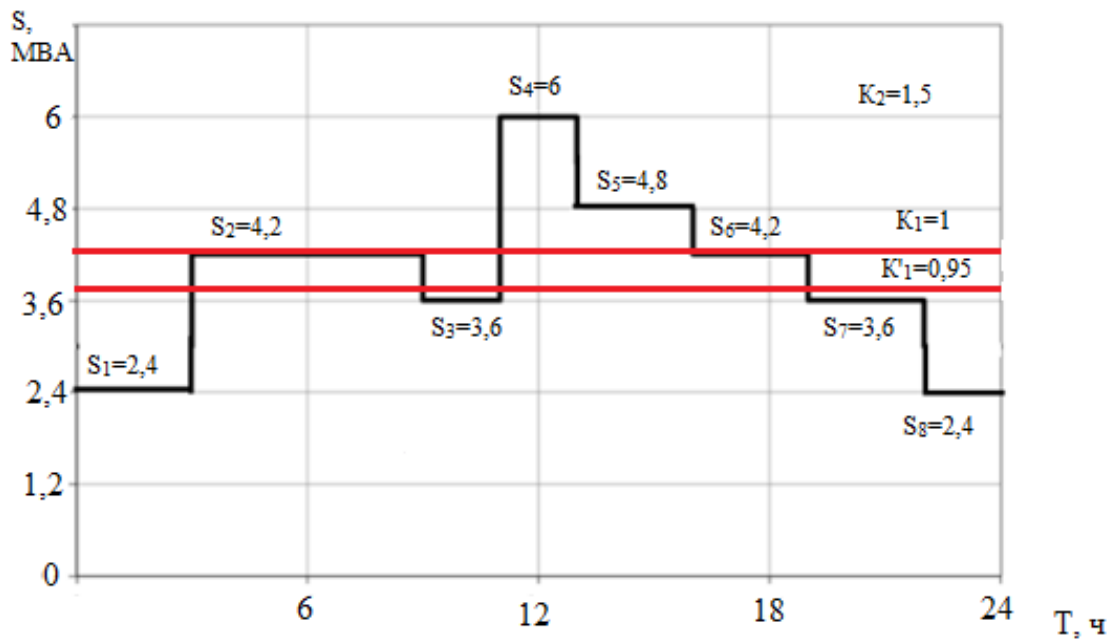


Рисунок 7 – Эквивалентный двуступенчатый суточный график

Определим допустимую номинальную мощность для каждого трансформатора, воспользуемся выражением:

$$S_{номТ} \geq 0,7 \cdot S_{max.nc} \geq 0,7 \cdot 6 = 4,2 \text{ МВА}.$$

Полученную мощность округляем до ближайшего стандартной мощности по шкале: ГОСТ 11920 – 85, ГОСТ 12965 – 85.

Из вышеперечисленных рекомендаций выбираем трансформатор типа ТМН-4000/35/6 УХЛ1 с номинальной мощностью $S_{ном} = 4000 \text{ кВА}$.

Определим значение начальной нагрузки K_1 с эквивалентного графика нагрузки по формуле 4:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (4)$$

$$K_1 = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{2,4^2 \cdot 3 + 4,2^2 \cdot 6 + 3,6^2 \cdot 2 + 4,2^2 \cdot 3 + 3,6^2 \cdot 3 + 2,4^2 \cdot 2}{3 + 6 + 2 + 3 + 3 + 2}} = 0,9.$$

Затем, необходимо найти значение нагрузки K_2' с эквивалентного графика нагрузки по формуле 5:

$$K_2 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (5)$$

$$K_2' = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{6^2 \cdot 2 + 4,8^2 \cdot 3}{2 + 3}} = 1,38.$$

Так как $K_2' = 1,38 \geq 0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot \frac{S_{max}}{S_{ном.Т}} = 0,9 \cdot \frac{6}{4} = 1,35$, принимаем

$K_2 = K_2' = 1,38$, из графика следует, что продолжительность перегрузки трансформатора составляет $h = 2$ ч.

Затем определим значение K_2 , по таблице 11 [5], согласно таблице, данное значение равняется $K_{2доп} = 2,0$.

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

Условие $S_{max} = 6 \text{ МВА} \leq S_{ном.Т} \cdot K_{2доп} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ МВА}$ соблюдается.

Вывод. Трансформатор ТМН-4000/35/6 УХЛ1 удовлетворяют всем расчетным условиям.

4 Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанций

4.1 Выбор схемы электрических соединений

Основными критериями при выборе схемы электроснабжения открытого распределительного устройства являются обеспечение возможного развития энергосистемы, учитывать категорию надежности потребителей, следовательно обеспечение надежности схемы электроснабжения, обеспечение безопасности «персонала при проведении технических обслуживаний и ремонтных работ, оперативных переключений, быть наглядной и простой» [13].

Схема электроснабжения подстанции «Русский Вожой» является на стороне высокого напряжения 35 кВ - «Два блока с выключателями, без ремонтной перемычки». Подстанция «Русский Вожой» относится к проходной подстанцией. Применение данной схемы на подстанции объясняется её относительной низкой стоимостью в момент закупки оборудования. Но из-за этого решения надежность электроснабжения значительно снизилось, по рисунку 3 можно заметить, что расстояние между разъединителем РГ 35/1000 УХЛ1 и выключателем МГ-35 составляет 8,3 м, между ними можно расположить ремонтную перемычку, расстояние которого в ширину составляет 3 м. Данное решение увеличит надежность электроснабжения. Пример проходной электрической подстанции с ремонтной перемычкой представлен на рисунке 8.

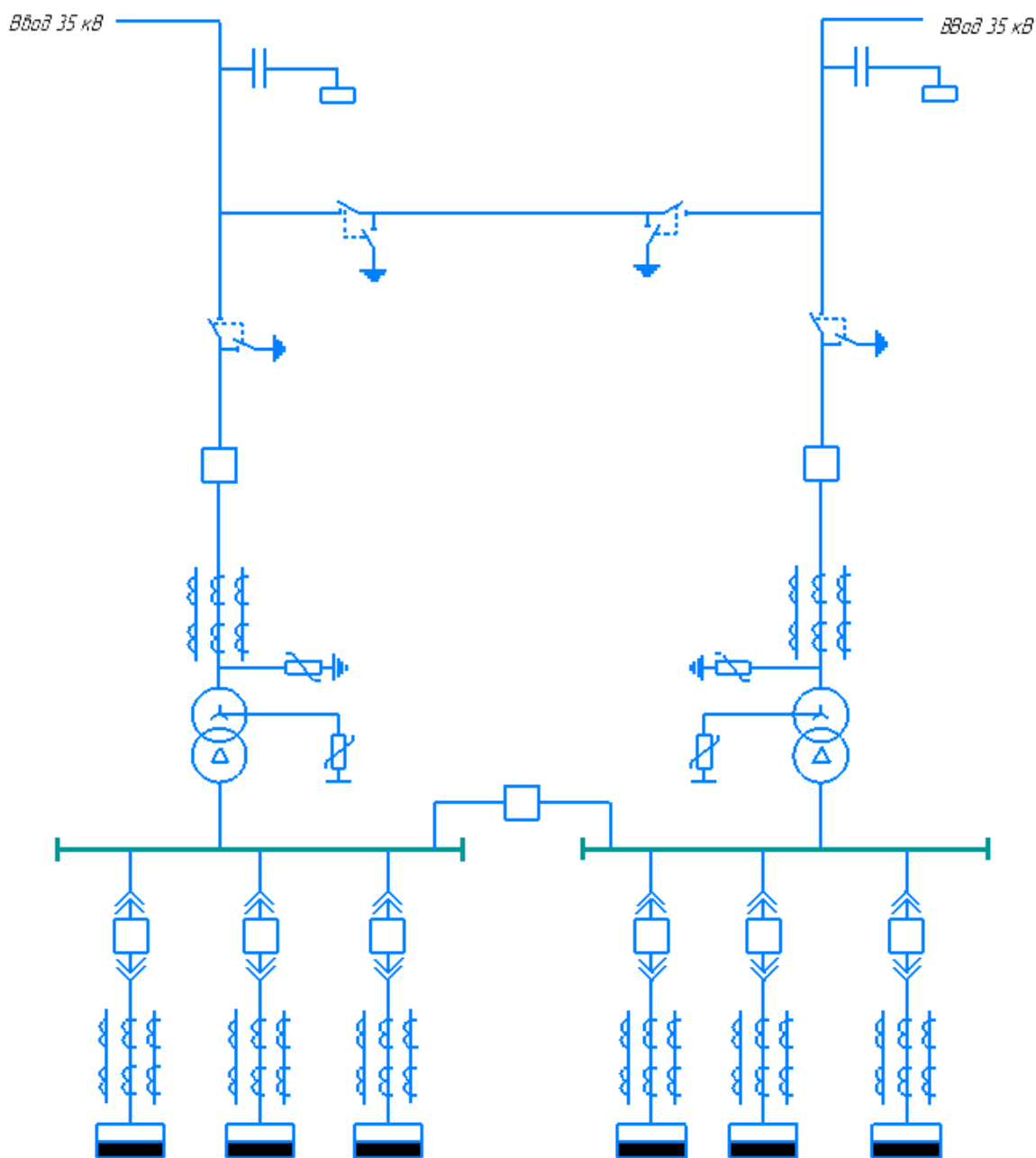


Рисунок 8 – Пример проходной электрической подстанции с ремонтной перемычкой

Закрытое «распределительное устройство низкого напряжения 6 кВ сделано по схеме – «Две, секционированные выключателем, системы шин» [13]. Эта схема является наиболее надежной для питания электрической энергии потребителей с категорией электроснабжения I и II.

4.2 Выбор основных конструктивных решений подстанции

На стороне высокого напряжения – 35 кВ находится открытое распределительное устройство. Открытое распределительное устройство имеет ряд преимуществ, таких как увеличение территории, модернизация или произвести реконструкцию.

Токоведущие части будут использоваться комбинировано: жесткая и гибкая на разных участках открыто распределительном устройстве. Ввиду того, что на открытом распределительном устройстве используются масляные выключатели и они являются взрывоопасными, они будут заменены на вакуумные или элегазовые.

На территории открыто распределительном устройстве для двух трансформаторов уже находятся маслобойные ямы, внутри ямы находится гравий, с решётками в случае протечки масла с трансформатора.

Комплектное распределительное устройство применяется для напряжения 6-10 кВ, оно состоит из: блоков со встроенным в них устройствами измерения, аппаратами, устройствами защиты, автоматики и соединительных элементов.

На закрытом распределительном устройстве в данный момент используются масляные выключатели, они будут заменены на вакуумные или на элегазовые выключатели.

На подстанции будет построен молниеотводы для защиты.

Вывод. В данном разделе была выбрана схема электроснабжения.

5 Расчет токов короткого замыкания

«Расчет токов короткого замыкания (КЗ) необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на электродинамическую и термическую устойчивость, а также уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания.» [3].

Короткие замыкания могут возникнуть по множествам причин: авария в энергетической системе, неправильное обслуживание электрооборудования на подстанции. Как правило короткие замыкания на подстанциях возникают из-за своевременно ненайденные дефекты на линиях или на электрооборудовании, если дефекты были обнаружены своевременно, но их не устранили, ошибки во время проектирования, неудовлетворительный монтаж электрооборудований.

Во время нахождения значений токов короткого замыкания необходимо брать в расчет множество факторов и особенности различных энергетических систем, что достаточно затруднительно при расчете токов короткого замыкания [3]. «Для того, чтобы быстрее и облегчить расчет токов короткого замыкания разрешается применять ряд основных допущений, таких как:

- сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность короткого замыкания не превышает 0,5 с;
- ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330-500 кВ, если их длина не превышает 150 км;

- влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока к.з., если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки к.з. не превышает 30% от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления» [20].

Для определения тока короткого замыкания необходимо воспользоваться составленной схемой (рисунок 7). На подстанции используются трансформаторы ТМН – 4000/35/6.

Паспортные данные трансформатора ТМН – 4000/35/6 были взяты с сайта производителя [17]. В таблице 1 указаны технические параметры трансформатора ТМН – 4000/35/6.

Таблица 1 – Технические параметры трансформатора ТМН – 4000/35/6

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k %		P_k , кВт	P_x , кВт
		ВН	НН	ВН-НН	НН1-НН2		
ТМН – 4000/35	4,0	35	6,3	7,5	7,5	33,5	3,85

Исходные данные для расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета

Характеристика	Значение
Сверхпереходная ЭДС E_{*bc}'' , о.е.	1
Базисная мощность S_b , МВА	1000
Мощность короткого замыкания S_K , МВА	2810

Продолжение таблицы 2

Характеристика	Значение
Средненоминальное напряжение $U_{\text{ср.ном}}, \text{кВ}$	37
Длина линии l , км	12
Погонное реактивное сопротивление $x_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$	0,4

На рисунке 9 представлена расчетная схема.

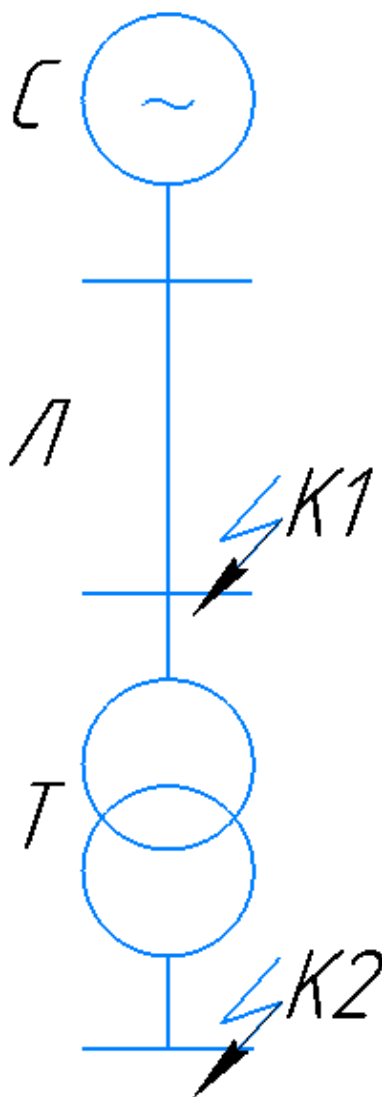


Рисунок 9 – Расчетная схема

«На рисунке 10 представлена схема замещения рисунка 9» [20].

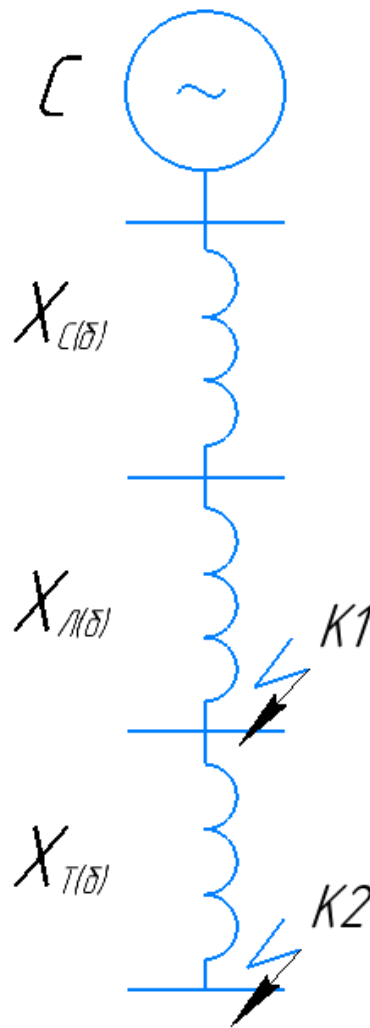


Рисунок 10 – Схема замещения

Для нахождения того, чтобы найти значение ударного тока и периодической составляющей тока короткого замыкания, для этого необходимо определить сопротивление всей цепи.

Определим сопротивление системы по формуле 6:

$$x_{*C(\delta)} = \frac{S_{\delta}}{S_K}, \quad (6)$$

$$x_{*C(\delta)} = \frac{1000}{2810} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление линии по формуле 7:

$$x_{*Л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (7)$$

$$x_{*Л(\delta)} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,5 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление трансформатора по формуле 8:

$$x_{*Т(\delta)} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}, \quad (8)$$

$$x_{*Т(\delta)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75 \text{ о.е.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_1 . Для этого определим эквивалентное сопротивление системы и линии по формуле 9:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*С(\delta)} + x_{*Л(\delta)}, \quad (9)$$

$$x_{*рез(\delta)} = 0,4 + 3,5 = 3,9 \text{ о.е.}$$

«Определим начальное действующие значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке K_1 по формуле 10:

Найдем значение базисного тока в точке K_1 по формуле» [20] 10:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (10)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА.}$$

В нашем случае энергосистема взаимосвязана с «точкой короткого замыкания, следовательно периодическая составляющая тока короткого замыкания от системы при трехфазном токе короткого замыкания считаем равным $I_{\Pi,t} = I_{\Pi,o} = \text{const}$ » [20].

«Определим действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке K_1 по формуле 11:

$$I_{\Pi,0} = \frac{E_C''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta}, \quad (11)$$

$$I_{\Pi,0} = \frac{1}{3,9} \cdot 15,604 = 4,001 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток короткого замыкания в точке K_1 по формуле 12:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} \cdot k_{y\delta}, \quad (12)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,001 \cdot 1,8 = 10,185 \text{ кА}.$$

Определим эквивалентное сопротивление до точки K_2 по формуле 13:

$$x_{K1} = x_{*C(\delta)} + x_{*Л(\delta)} + x_{*Т(\delta)}, \quad (13)$$

$$x_{K1} = 0,4 + 3,5 + 18,75 = 22,65 \text{ о.е.}$$

Определим базисный ток по формуле 14 в точке K_2 :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (14)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Определим ток периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К₂ по формуле 15» [20]:

$$I_{П,0} = \frac{E_C''}{x_{K1}} \cdot I_6, \quad (15)$$

$$I_{П,0} = \frac{1}{22,65} \cdot 94,64 = 4,18 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток в точке К₂ по формуле 16:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot k_{y\partial}, \quad (16)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,18 \cdot 1,85 = 10,9 \text{ кА,}$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент тока короткого замыкания определённый в [3].

Все полученные данные внесем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные значения токов короткого замыкания

Короткие замыкания в точках	Полученные данные
$I_{П,0}$ в точке К ₁	4,001 кА
$i_{y\partial}$ в точке К ₁	10,185 кА
$I_{П,0}$ в точке К ₂	4,18 кА
$i_{y\partial}$ в точке К ₂	10,9 кА

Вывод. В данном разделе были найдены токи короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения.

5.1 Выбор высоковольтного выключателя

Найденные расчетным путем токи «коротких замыкания, необходимы для выбора выключателей, проверку их на электродинамическую и термическую стойкость» [1] в сложных условиях.

Параметры выбора высоковольтного выключателя показана в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры выбора высоковольтных выключателей

Наименование параметра	Проверка параметра
По номинальному напряжению, кВ	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
По номинальному току, А	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
По току отключения, кА	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}$
Динамическая стойкость, кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
По содержанию апериодической составляющей, кА	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}}$
Термическая стойкость, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

На стороне высокого напряжения 35 кВ предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВН-СЭЦ-35-25 [1]. На рисунке 11 показан внешний вид выключателя.

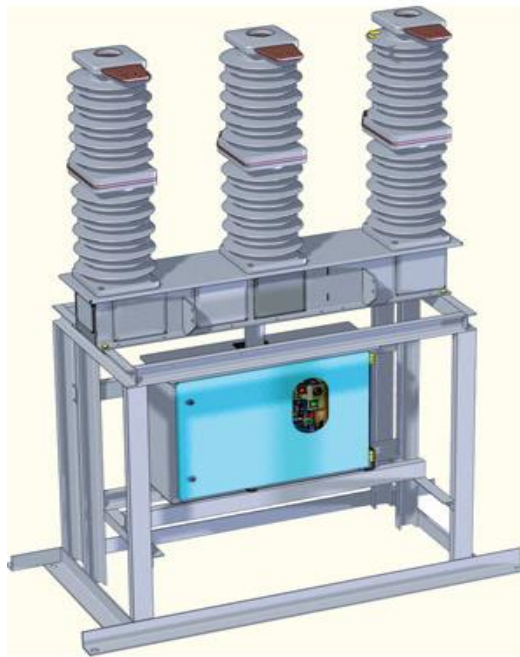


Рисунок 11 – Вакуумный выключатель ВВН-СЭЩ-35-25

Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению по формуле 17:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сст.ном}}, \quad (17)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Проверим по номинальному току по формуле 18:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}; I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}$ - рабочий ток, протекающий по подстанции;

$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$ - рабочий максимальный ток, с учетом 40%

перегрузки силового трансформатора.

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,416 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot 62,416 = 86,8 \text{ A},$$

$$I_{\text{раб}} = 62,416 \text{ A} \leq I_{\text{н}} = 1000 \text{ A}; I_{\text{раб.мах}} = 86,8 \text{ A} \leq I_{\text{н}} = 1000 \text{ A}.$$

По полученным данным, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель прошел проверку по номинальному току.

Проверим вакуумный выключатель по току отключения по формуле 19:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}, \quad (19)$$

$$4,18 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА},$$

где $I_{\text{п.т}} = 4,18 \text{ кА}$ - симметричный ток отключения;

$I_{\text{откл.н}} = 63 \text{ кА}$ - ток отключения вакуумного выключателя.

По полученным данным, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель прошел проверку по току отключения.

Проверим вакуумный выключатель на динамическую стойкость по формуле 20:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (20)$$

$$10,9 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

где $i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$ - ударный ток короткого замыкания в точке K_1 ;

$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

По полученным данным, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель прошел проверку на динамическую стойкость.

«Проверим вакуумный выключатель по содержанию апериодической составляющей по формуле 21:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (21)$$

$$26,493 \text{ кА} \leq 40,093 \text{ кА},$$

где $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.0}} \cdot e^{-\tau/T_a} = 26,493 \text{ кА}$ - максимальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания;

$i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 40,093 \text{ кА}$ - максимальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания вакуумного выключателя» [20].

По полученным данным, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель прошел проверку по содержанию апериодической составляющей.

Проверим вакуумный выключатель «на термическую стойкость по формуле 22:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (22)$$

$$1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $B_k = I_{\text{П.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - термическое действие тока короткого замыкания;

$I_T^2 \cdot t_T = 1 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - предельное термическое воздействие тока короткого замыкания выключателя» [20].

По полученным данным, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель прошел проверку на термическую стойкость.

Проверив все параметра, можно сделать вывод, что вакуумный выключатель ВВН-СЭЦ-35-25 подходит для открытого распределительного устройства.

Полученные данные внесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор выключателя 35 кВ

Расчетные величины	Выключатель ВВН-СЭЦ-35-25	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 86,8 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{п.т}} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}$
$i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{а,т}} = 26,493 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 40,093 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}}$
$B_{\text{к}} = 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Выбор выключателя на стороне низкого напряжения 6 кВ проходит идентично, поэтому осуществим выбор в табличной форме (таблица 6, 7) [12, 2].

Таблица 6 – Выбор секционного выключателя на 6 кВ

Расчетные величины	Выключатель ВРС-6	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 256,2 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{п.т}} = 4,001 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}$
$i_{\text{уд}} = 10,185 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{а,т}} = 11,364 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 25,456 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}}$
$B_{\text{к}} = 1,441 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 6,946 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Таблица 7 – Выбор выкатных выключателей 6 кВ

Расчетные величины	Выключатель ВРЗ	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб.мах}} = 183,29 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$I_{\text{п.т}} = 4,001 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}$
$i_{\text{уд}} = 10,185 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{а,т}} = 11,36 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 64,912 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}}$
$B_{\text{к}} = 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 1 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Вывод. В данном разделе были выбраны выключатели.

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются, в основном, по номинальному напряжению и номинальному току.

Проверим разъединители на динамическую и термическую стойкость при протекании по ним токов короткого замыкания.

На стороне высокого напряжения 35 кВ выберем разъединитель с заземляющими ножами РДЗ-35/1000 УХЛ1 [10]. На рисунке 12 представлен внешний вид разъединителя РДЗ-35/1000 УХЛ1.



Рисунок 12 – Внешний вид разъединителя РДЗ-35/1000 УХЛ1

В таблице 8 показана параметры выбора разъединителя

Таблица 8 – Параметры выбора разъединителей

Наименование параметра	Проверка параметра
По номинальному напряжению, кВ	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
По номинальному току, А	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
Динамическая стойкость, кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
Термическая стойкость, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Проверим выбранный разъединитель по номинальному напряжению по формуле 17:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}},$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

Проверим по номинальному току по формуле 18:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}; I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}},$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}$ - номинальный рабочий ток;

$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$ - рабочий ток, с учетом 40% перегрузки силового трансформатора.

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,416 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot 62,416 = 86,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 62,416 \text{ А} \leq I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{раб.мах}} = 86,8 \text{ А} \leq I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}.$$

По полученным данным, можно сделать вывод, что разъединитель прошел проверку по номинальному току.

Проверим разъединитель на динамическую стойкость по формуле 20:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$10,9 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

где $i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$ - ударный ток короткого замыкания в точке К1;

$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

По полученным данным, можно сделать вывод, что разъединитель прошел проверку на динамическую стойкость.

Проверим разъединитель на термическую стойкость по формуле 22:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

$$0,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 3 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $B_k = I_{П.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 0,9 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - термическое действие тока короткого замыкания;

$I_T^2 \cdot t_T = 3 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - предельное термическое воздействие тока короткого замыкания выключателя.

По полученным данным, можно сделать вывод, что разъединитель прошел проверку на термическую стойкость.

Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1 подходит для открытого распределительного устройства. Полученные данные внесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор разъединителя на стороне высокого напряжения 35 кВ

Расчетные величины	Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1	Условия проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб.мах} = 86,8 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Продолжение таблицы 9

Расчетные величины	Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1	Условия проверки
$B_k = 0,9 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Вывод. В данном разделе были выбраны разъединители.

5.3 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока на подстанциях предназначены для измерения тока в установках высокого напряжения, защиты приборов от разрушительных воздействий токов короткого замыкания, нормальной эксплуатации релейной защиты.

Для выбора трансформатора тока необходимо учесть ряд условий. Условия по выбору трансформаторов тока представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Условия выбора трансформатора тока 35 кВ

Наименование параметра	Проверка параметра
По номинальному напряжению, кВ	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
По номинальному длительному току, А	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
По конструкции и классу точности	класс точности, изоляция
Динамическая стойкость, кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
По вторичной нагрузке, Ом	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Предварительно выбираем трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1 на стороне высокого напряжения проверяем его на вышеуказанные условия [18]. На рисунке 13 показан внешний вид трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1.



Рисунок 13 – Внешний вид трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1

В таблице 11 показаны приборы подключаемые к трансформатору тока.

Таблица 11 – Нагрузка во вторичной обмотке трансформатора тока

Наименование прибора	Модель	Нагрузка, ВА
Амперметр	ЩП120	3
Варметр	ЩВ96	8
Ваттметр		
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕвроАльфа	2
Итого $S_{\text{приб}}$, ВА	-	13

Проверим трансформатор тока по номинальному напряжению по формуле 17:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

По полученным данным, можно сделать вывод, что трансформатор тока прошел проверку по номинальному напряжению.

Для получения более точной информации во вторичной обмотке необходимо, чтобы номинальный ток «трансформатора тока был как можно ближе к расчетному длительному току. В случае недогрузки трансформатора тока, так как при работе недогруженным трансформаторе тока» [20] возрастают погрешности. Проверим по номинальному длительному току по формуле 18:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}},$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}$ - рабочий ток, протекающий по подстанции;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный первичный ток.

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,416 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 62,416 \text{ А} \leq I_{\text{н}} = 65 \text{ А}.$$

По полученным данным, можно сделать вывод, что трансформатор тока прошел проверку по номинальному длительному току.

По конструктивному решению и классу точности – изоляция трансформатора тока выполнена литой изоляцией, класс точности 0,2.

Проверим трансформатор тока на электродинамическую стойкость по формуле 20:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$10,9 \text{ кА} \leq 200 \text{ кА}.$$

где $i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$ - ударный ток короткого замыкания в точке К1;

$i_{\text{пр.с}} = 200 \text{ кА}$ - ток электродинамической стойкости трансформатора тока.

Проверим трансформатор тока по нагрузке во вторичной цепи по формуле 23:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (23)$$

где $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{100}{25} = 4 \text{ Ом}$ - номинальное полное электрическое

сопротивление допустимая нагрузка во вторичной обмотке;

Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока.

Ввиду того, что индуктивное сопротивление цепях протекания тока невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$;

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле 24:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (24)$$

где $R_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов, подключенные к трансформатору тока;

$R_{\text{пр}}$ - сопротивление проводов;

$R_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$, если подключены к трансформатору тока более 3 приборов).

«Определим сопротивление приборов, подключенные к трансформатору тока по формуле 25:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (25)$$

где $S_{\text{приб}}$ - полная мощность приборов;

I_2 - ток, протекающий во вторичной обмотке в трансформаторе тока.

$$R_{\text{приб}} = \frac{13}{25} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Для того чтобы трансформатор тока работал в нормальных условиях в выбранном классе точности, нужно выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} \leq 4 - 0,52 - 0,1 = 3,38 \text{ Ом}.$$

Определим сечение проводов по формуле 26:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

где $\rho = 0,0172 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ - удельное сопротивление медной жилы;

$l_p = l = 40 \text{ м}$ - расчетная длина проводов при подключении обмоток трансформатора тока в полную звезду» [20].

$$S = \frac{0,0172 \cdot 40}{3,38} = 0,2 \text{ мм}^2.$$

Как правило монтаж производится медными проводами с сечением медной жилой равной $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Поэтому выбираем провода с медной жилой с сечением $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

По полученным данным трансформатор тока прошел проверку по вторичной нагрузке.

Проверим трансформатор тока на термическую стойкость по формуле 22:

$$B_k \leq B_T,$$

$$0,9 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq 992 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

где $B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 0,9 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$ - термическое действие тока короткого замыкания;

$B_T = I_T^2 \cdot t_T = 992 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$ - предельное термическое воздействие тока короткого замыкания выключателя.

По полученным данным трансформатор тока прошел проверку по термической стойкости.

Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1 прошел проверку по всем параметрам, поэтому выбираем данный трансформатор тока. Полученные результаты показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформатора тока на стороне высокого напряжения 35 кВ

Расчетные величины	Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-35-2.1	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 62,416 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 65 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 200 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$Z_{2\text{ном}} = 4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 4 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$B_k = 0,9 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$I_T^2 \cdot t_T = 992 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Вывод. В данном разделе были выбраны трансформаторы тока.

5.4 Выбор оборудования на стороне низкого напряжения 6 кВ

В данном разделе необходимо выбрать комплектное распределительное устройство, с выключателем, трансформатором тока и напряжения, приборами измерения.

В данной выпускной квалифицированной работе предварительно был выбран КУ-6С. В КУ-6С встроены такие устройства как: вакуумный выключатель ВРЗ и ВРС-6, «трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5Р/5/5 УХЛ2, трансформатор напряжения ЗНОЛП-6, трансформатор собственных нужд ТСКС-40, конденсаторы КЭК, ограничители перенапряжения ОПН, трансформаторы тока» [7] защиты кабелей типа ТЗЛМ, предохранители силовые ПКТ [7]. Также в КУ-6С предусмотрены отдельные ячейки для релейной защиты.

Внешний вид комплектного распределительного устройства КУ-6С представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид КУ-6С

Проведем проверку трансформатора тока и напряжения. В первую очередь проверим трансформатор напряжения ЗНОЛП-6-У2 [16].

К трансформатору напряжения будут подключены измерительные приборы: вольтметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии. В таблице 13 показаны измерительные приборы подключенные к трансформатору напряжения.

Таблица 13 – Измерительные приборы подключенные к трансформатору напряжения

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Ц42702	2	1	1	0	2	4	-
Ваттметр	ЩВ02.1	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	4	2	0,38	0,92	3	9,12	22,2
Итого							16,12	22,2

Потребляемая «номинальная мощность трансформатора напряжения ЗНОЛП-6 в классе точности 0,5 составляет $S_{\text{одн.ном}} = 75 \text{ ВА}$.

Проверим трансформатор напряжения по вторичной нагрузке» [16] по формуле 27:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \cdot \quad (27)$$

Так как трансформатор напряжения ЗНОЛП-6 является однофазным, соединённую в звезду, мощность для трех фаз определим по формуле 28:

$$S_{\text{НОМ}} = 2 \cdot S_{\text{ОДН.НОМ}}, \quad (28)$$

$$S_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 75 = 150 \text{ ВА}.$$

Для расчета нагрузки приборов, подключенные к вторичным обмоткам трансформатора напряжения, воспользуемся формулой 29:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (29)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{16,12^2 + 22,2^2} = 27,43 \text{ ВА},$$

$$27,43 \text{ ВА} \leq 150 \text{ ВА}.$$

Условие по вторичной нагрузке соблюдается. Два трансформатора напряжения общей мощностью 150 ВА и с классом точности 0,5 удовлетворяют для обеспечения данной нагрузки.

Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-6 занесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-6-У2

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В:	
ВН	$6000/\sqrt{3}$
НН	$100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА:	
расчетная $S_{2\Sigma}$	27,43
$S_{\text{НОМ}}$	150
Класс точности	0,5

Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6-У2 прошел проверку, все условия соблюдены, следовательно выбираем данный трансформатор напряжения.

Следующим этапом необходимо проверить трансформатор тока на низкой стороне напряжения 6 кВ ТЛ-СВЭЛ-10-1-1/5Р/5/5 УХЛ2 [19]. Данный трансформатор можно использовать на напряжении 6 кВ.

Проверка производится идентично, что и к трансформатору тока на стороне высокого напряжения.

Проверим трансформатор тока по номинальному напряжению по формуле 17:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}},$$
$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

Трансформатор тока прошел условие по номинальному напряжению. Проверим по номинальному длительному току по формуле 18:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}},$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}$ - рабочий ток, протекающий по подстанции;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный первичный ток.

$$I_{\text{раб}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 366,572 \text{ А},$$

$$366,572 \text{ А} \leq I_{\text{н}} = 400 \text{ А}.$$

По полученным данным, можно сделать вывод, что трансформатор тока прошел проверку по номинальному длительному току.

По конструктивному решению и классу точности – изоляция трансформатора тока выполнена литой изоляцией, класс точности 0,5.

Проверим трансформатор тока на электродинамическую стойкость по формуле 20:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$10,185 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

где $i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$ - ударный ток короткого замыкания в точке К2;

$i_{пр.с} = 200 \text{ кА}$ - ток электродинамической стойкости трансформатора тока.

Трансформатор тока прошел проверку на электродинамическую устойчивость.

В таблице 15 показаны приборы, подключаемые к трансформатору тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5Р/5/5 УХЛ2.

Таблица 15 – Нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5Р/5/5 УХЛ2

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э42700	0,5	-	-
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	0,2	-	0,2
Итого	-	1,2	-	0,7

Проверим трансформатор тока по нагрузке во вторичной цепи по формуле 23:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{200}{25} = 8 \text{ Ом}$ - номинальное полное электрическое

сопротивление допустимая нагрузка во вторичной обмотке;

Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока.

Ввиду того, что индуктивное сопротивление цепях протекания тока невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Определим «вторичную нагрузку трансформатора тока по формуле 24:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов, подключенные к трансформатору тока;

$R_{\text{пр}}$ - сопротивление проводов;

$R_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов» [20] ($R_{\text{к}} = 0,1$ Ом, если подключены к трансформатору тока более 3 приборов).

Определим сопротивление приборов, подключенные к трансформатору тока по формуле 25:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - полная мощность приборов;

I_2 - ток, протекающий во вторичной обмотке в трансформаторе тока.

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,9}{25} = 0,076 \text{ Ом}.$$

Для того чтобы трансформатор тока работал в нормальных условиях в выбранном классе точности, нужно выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} \leq 8 - 0,076 - 0,1 = 7,824 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле 26:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}},$$

где $\rho = 0,0172 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ - удельное сопротивление медной жилы;

$l_p = l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,92 \text{ м}$ - расчетная длина проводов при подключении обмоток трансформатора тока в полную звезду.

$$S = \frac{0,0172 \cdot 6,92}{7,824} = 0,015 \text{ мм}^2.$$

Как правило монтаж производится медными проводами с сечением медной жилой равной $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Поэтому выбираем провода с медной жилой с сечением $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

По полученным данным трансформатор тока прошел проверку по вторичной нагрузке.

Проверим трансформатор тока «на термическую стойкость по формуле 22:

$$B_{\text{к}} \leq B_{\text{т}},$$

$$8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 16 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $B_{\text{к}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - термическое действие тока короткого замыкания;

$B_{\text{т}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 16 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$ - предельное термическое воздействие тока короткого замыкания» [20] выключателя.

По полученным данным трансформатор тока прошел проверку по термической стойкости.

Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5P/5/5 УХЛ2 прошел проверку по всем параметрам, поэтому выбираем данный трансформатор тока. Полученные результаты показаны в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформатора тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5P/5/5 УХЛ2

Расчетные величины	Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5P/5/5 УХЛ2	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 366,572 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{уд}} = 10,185 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$Z_{2\text{ном}} = 8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$B_{\text{к}} = 8 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 16 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Вывод. В данном разделе были выбраны ячейки КРУ.

5.5 Выбор оперативного тока, трансформаторов собственных нужд

Для обеспечения нормальной работы измерительных приборов, сигнализации, аппаратов управления, релейной защиты необходимо иметь на подстанции источник оперативного тока. Источник оперативного тока могут быть: выпрямленный, постоянный или переменный ток.

На подстанциях как правило начиная от 35 кВ и выше (кроме отпаечных и тупиковых подстанций) должны быть оборудована с системой оперативного постоянного тока, напряжения которого составляет 220 В, согласно требованию [13]. Допускается применять выпрямленный и переменный оперативный ток на подстанции 35-110 кВ на уже существующих подстанциях.

На подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ уже реализована система оперативного постоянного тока в виде аккумуляторной батареи СК-1, которая работает в режиме постоянной подзарядки с помощью зарядно-подзарядным агрегатом.

Приемниками энергии от системы «собственных нужды являются: освещение подстанции, вентиляция, электрическая система отопления, система пожаротушения, оперативные цепи, электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и других. К трансформаторам собственных нужд» [20] подключаются только приемники подстанции. Потребители собственных нужд представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Потребители собственных нужд подстанции «Русский Вожой»

Потребитель собственных нужд	Мощность потребителя, кВА
Устройство охлаждения трансформатора	6
Привод РПН	2,2
Обогрев приводов выключателей 35 кВ	8,2
Цепи заводки пружин выключателей 35 кВ	4,5
Отопление ОПУ	7
Отопление маслохозяйства	5
Отопление ЗРУ – 6 кВ	6
Подогрев шкафов КРУ	2,1
Освещение ЗРУ - 6 кВ	3
Освещение аккумуляторной	1,5
Панель блокировки	1,3
Сигнализация	0,7
Видеонаблюдение	0,4
Щит постоянного тока	1,1
Щиты переменного тока	1
Итого	50

В выбранном комплектном распределительном устройстве КУ-6С уже находится трансформатор для собственных нужд типа ТСКС-40 [15].

Необходимо определить полную мощность трансформатора для собственных нужд с учетом коэффициента спроса. На рисунке 15 показан внешний вид трансформатора для собственных нужд ТСКС-40.



Рисунок 15 – Внешний вид трансформатора ТСКС-40

Определим мощность трансформатора для собственных нужд по формуле 30:

$$S_{\text{ТСН}} \geq k_c \cdot S_{\text{СН}}, \quad (30)$$

где $k_c = 0,7$ - коэффициент спроса, предусматривающий коэффициенты одновременности и загрузки;

$S_{\text{СН}} = 50$ кВА - мощность, расходуемая на собственные нужды.

$$40 \text{ кВА} \geq 35 \text{ кВА} .$$

По полученным данным, выбранный трансформатор для собственных нужд прошел проверку и полностью удовлетворяет условию.

На рисунке 16 показана однолинейная схема подстанции после выбора оборудования

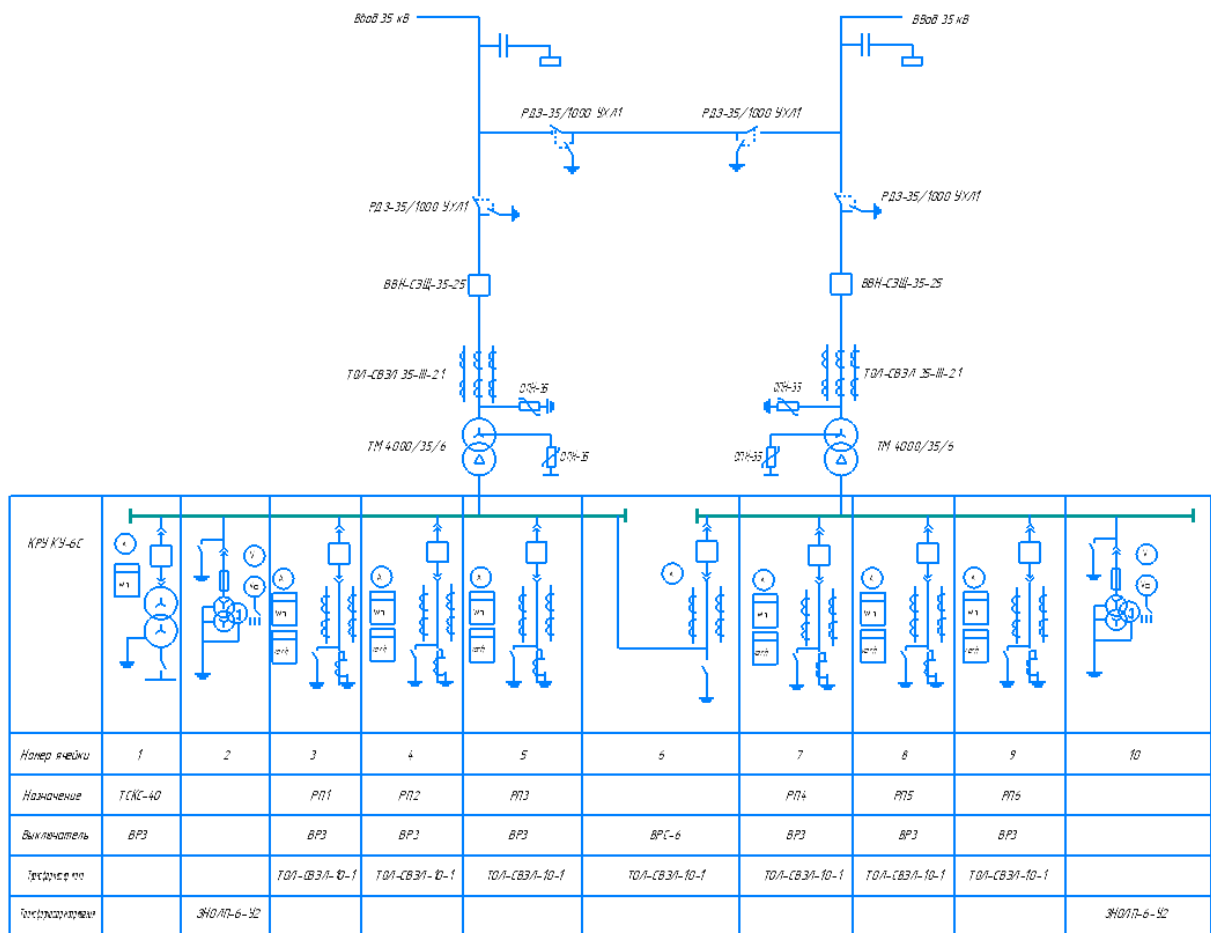


Рисунок 16 – Однолинейная схема подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ после выбора оборудования

На рисунке 17 показан план подстанции в разрезе после выбора оборудования.

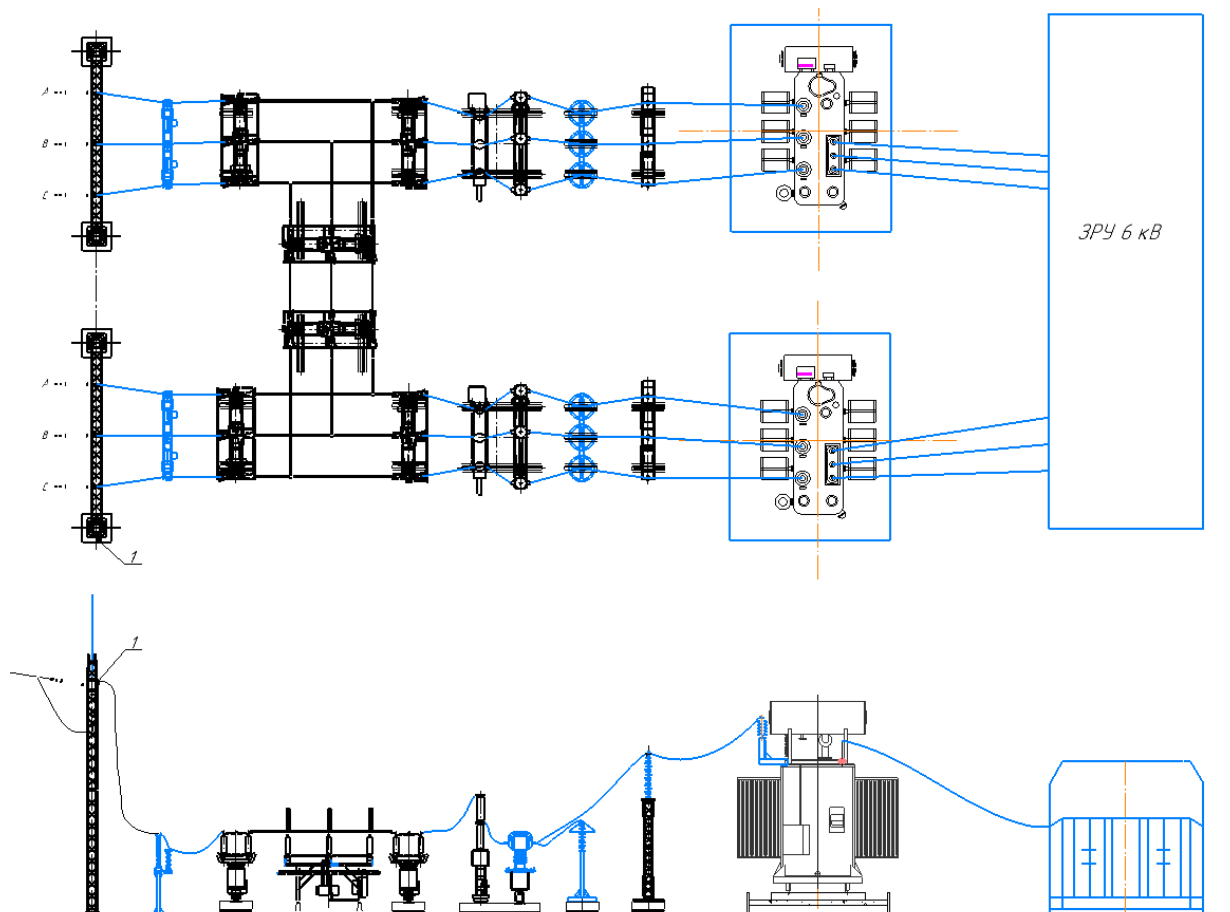


Рисунок 17 – План подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ после выбора оборудования

Вывод. В данном разделе были найдены токи короткого замыкания, выбрано электрооборудование на открытом и закрытом распределительных устройствах.

6 Релейная защита, заземление, молниезащита подстанции «Русский Вожой»

В процессе эксплуатации электрооборудований на подстанциях могут возникать аварии из-за разных причин. Для успешного отключения поврежденного участка цепи и переключение на резервный участок цепи используют релейную защиту и автоматику.

Для надежности электроснабжения подстанции в основном защищают следующие её элементы: «трансформаторы, шины и ошиновки, воздушные линии, отходящие присоединения.

Для трансформаторов применяют следующие виды защиты: дифференциальная защита, максимальная токовая защита, газовая защита. В случае если нейтраль трансформатора глухозаземлена устанавливают защиту нулевой последовательности.

Для защиты шин и ошиновки используют неполную двухступенчатую дифференциальную защиту, дифференциальную токовую отсечку (шины от 35 кВ и выше)» [14], для секционированных шин при напряжении 6 или 10 кВ используют токовую отсечку или максимальную токовую защиту.

Для линий электропередач в основном используют следующие виды защиты: максимальную токовую защиту с выдержкой времени, «токовая отсечку. Для обеспечения наилучшей защиты используют дополнительно токовую отсечку без выдержки времени.

Отходящие присоединения защищаются двухступенчатой токовой защитой и от замыканий на землю» [14].

6.1 Расчёт релейной защиты трансформатора

Силовые трансформаторы необходимо обеспечить надежной защитой, так как он является одним из главных элементов в электроснабжении подстанции для передачи электрической энергии до конечного потребителя.

Предварительно выберем микропроцессорную релейную защиту типа «СИРИУС - Т» [11]. Данная защита является основной защитой для двухобмоточных трансформаторов для напряжений 6-220 кВ. Технические характеристики «СИРИУС - Т» представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики «СИРИУС - Т»

Параметр	Значение
Аналоговые сигналы	
Число входов по току	6
Номинальный ток фаз, А	1, 5
Относительная погрешность измерения токов в фазах %	±3
Длительная термическая стойкость токовых цепей, А	15
Кратковременная термическая стойкость токовых цепей, А	500
Частота току, Гц	50
Номинальная потребляемая мощность для фазных токов в номинальном режиме, ВА, не более	0,01
Дискретные сигналы (220/110 В)	
Число входов	21
Номинальный ток, мА, не более	20
Напряжение надежного срабатывания, В	110 В – 80 - 132 220 В – 0 - 145
Напряжение надежного несрабатывания, В	110 В – 0 – 72 220 В – 0 – 145
Напряжение возврата, В	110 В – 65 – 75 220 В – 130 – 140
Длительность сигнала, мс, не менее	20
Выходные сигналы управления	
Количество выходных реле	12
Коммутируемое напряжение переменного или постоянного тока, В, не более	300
Длительно допустимый ток, А	6
Ток замыкания:	
с длительностью протекания 1,0 с	12
с длительностью протекания 0,2 с	30
с длительностью протекания 0,03 с	40

«Определим общие уставки для дифференциальной защиты по рекомендациям по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора» [13].

«Определим номинальные токи на стороне высокого напряжения и низкого напряжения по формулам» [13] «31 и 32:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ср}}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,416 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_1}, \quad (32)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформатора тока;

k_1 - коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{62,416 \cdot \sqrt{3}}{13} = 8,316 \text{ А}.$$

Расчет общих уставок производится по формулам 43 и 44 и представлен в таблице 19» [13].

Таблица 19 – Расчет уставок

Параметр	Обозначение	Сторона ВН трансформатора	Сторона НН трансформатора	
Первичный ток на сторонах трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.перв}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,416$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 366,572$	
Коэффициент трансформации трансформатора тока	k_1	65/5	400/5	400/5
Схема соединения трансформатора тока	Δ, Y (треугольник, звезда)	Δ	Y	Y

Продолжение таблицы 19

Параметр	Обозначение	Сторона ВН трансформатора	Сторона НН трансформатора	
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.втор}}$	$\frac{62,416 \cdot \sqrt{3}}{13} = 8,316$	$\frac{366,572 \cdot 1}{80} = 4,58$	$\frac{366,572 \cdot 1}{80} = 4,58$
Значение уставок	$I_{\text{базВН}}, I_{\text{базНН}}$	8,316	4,58	4,58
Размах РПН, %			8	

Рассчитаем уставки чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2).

«Определим базовую уставку дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$ » [11]. Тормозная характеристика ступени ДЗТ – 2 показана на рисунке 18.

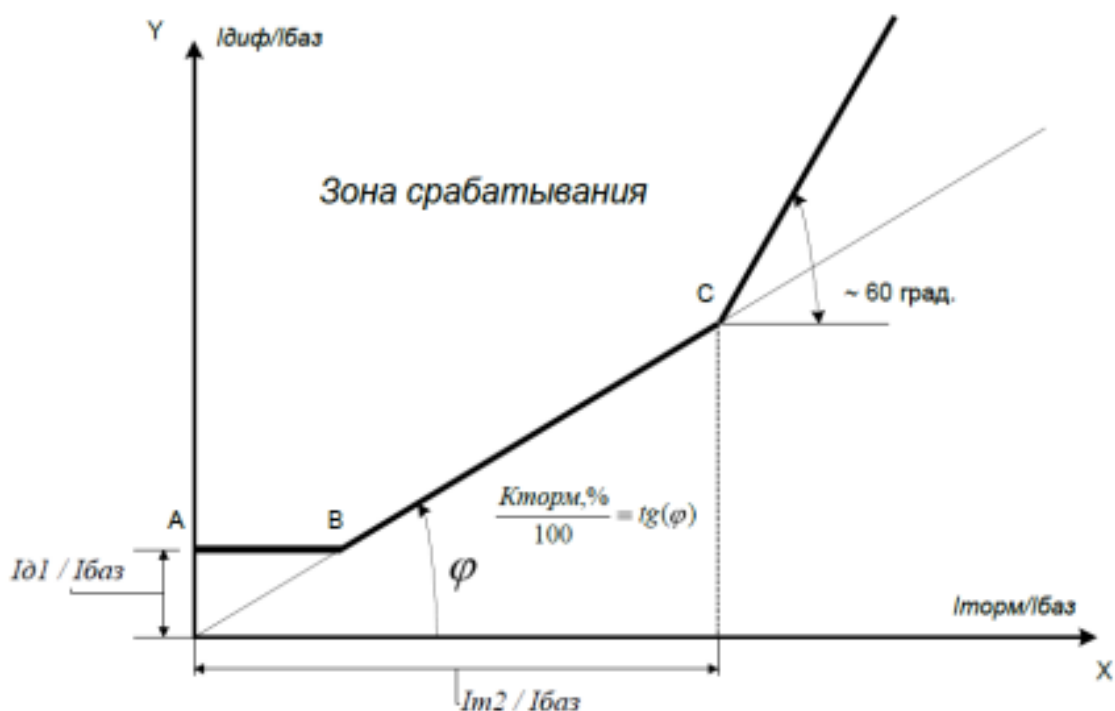


Рисунок 18 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ – 2

Для определения «данной уставки необходимо выдержать условие отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора по формуле 33:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (33)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ - ток небаланса в номинальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Ток небаланса определяется по формуле 34:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (34)$$

где $k_{\text{пер}} = 2,5$ - коэффициент, переходный режим;

$k_{\text{одн}} = 1$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0,05$ - погрешность трансформаторов токов в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 0,08$ - полный размах РПН;

$\Delta f_{\text{добав}} = 0,04$ - поправка на неточность задания номинальных токов сторон трансформатора [13].

Коэффициент торможения $k_{\text{торм}}$ предназначен для несрабатывания при прохождении сквозных токов $I_{\text{скв}}$ короткого замыкания. При протекании сквозного тока через силовой трансформатор возникает дифференциальный ток равный току небаланса» [11]. Дифференциальный ток определяется по формуле 35:

$$I_{\text{диф}} = I_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (35)$$

где $\varepsilon = 0,1$ - погрешность трансформаторов токов в установившемся режиме, класса защиты вторичных обмоток 10P.

Тормозной ток рассчитывается по формуле 36:

$$I_{\text{торм}} = (I_{\text{скв}} + I_{\text{скв}} - I_{\text{диф}}) / 2. \quad (36)$$

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле 37:

$$k_{\text{сн.т}} = I_{\text{торм}} / I_{\text{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) = 1 - 0,5 I_{\text{нб.расч}}. \quad (37)$$

Чтобы реле не срабатывало при прохождении через него сквозного тока, необходимо определить коэффициент торможения в процентах по формуле 38:

$$k_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{k_{\text{сн.т}}} = 100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}. \quad (38)$$

Во втором участке характеристики (рисунок 15) попадают межвитковые «короткие замыкания и возможные кратковременные перегрузки силового трансформатора. Из-за этого рекомендуется выбирать уставки в диапазоне 1,5-2.

Для определения уставки блокировки по второй гармонике $I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$ обратимся к опыту для данной защиты. Как показала практика, данную уставку необходимо выбрать в диапазоне от 12 до 15%.

Определения уставок дифференциальной защиты ДЗТ – 2 производится по формулам 33 – 38. Все расчеты представлены в таблице 20» [11].

Таблица 20 – Расчет уставок ДЗТ – 2

Параметр	Обозначение	Значение
Расчетный ток небаланса при протекании базисного тока	$I_{\text{нб.расч}}$	$2,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,08 + 0,04 = 0,245$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\text{дл}} / I_{\text{баз}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	$1,2 \cdot 0,245 = 0,3$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{\text{баз}}$	Выбираем 0,3
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{\text{сн.т}}$	$1 - 0,5 \cdot 0,245 = 0,878$
Расчетный коэффициент торможения, %	$k_{\text{торм}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,245 / 0,878 = 33,5$
Применяемое значение уставки коэффициента торможения	Диапазон уставки $(10 - 100)\%$	34
Принятое значение уставки второй точки излома	Диапазон уставки $(1,0 - 2,0)I_{\text{ном}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	Диапазон уставки $(0,06 - 0,20)$	0,15

«Следующим этапом необходимо рассчитать дифференциальные токовые отсечки (ДЗТ - 1)

Отстройку от броска тока намагничивания определяется при соблюдении формулы 39:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq 6. \quad (39)$$

Отстройка от тока небаланса рассчитывается по формуле 40:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв.макс}}, \quad (40)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ - коэффициент отстройки;

$k_{\text{пер}} = 3,0$ - коэффициент, учитывающий переходный режим.

Другие коэффициенты идентично коэффициентам в формуле (34)» [11].

«Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ – 1 произведен в табличной форме. Расчет уставок ДЗТ – 1 показан в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет уставок ДЗТ – 1

Параметр	Обозначение	Значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{скв.макс}}$	669,7
Расчетный ток максимального внешнего КЗ, приведенный к номинальному току трансформатора	$I_{\text{скв.макс}} / I_{\text{номВН}}$	$669,7 / 62,416 = 10,7$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,08 + 0,04) \cdot 10,7 = 4,3$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки $(4,0 - 30,00) I_{\text{баз}}$	5,0

Определим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты трансформатора по формуле 41» [11]:

$$k_{\text{ч}} \geq 2, \quad (41)$$

где $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{ср.р}}} = 5$ - коэффициент чувствительности.

$$5 \geq 2.$$

Из уравнения видно, что рассчитанная дифференциальная защита удовлетворяет условию дифференциальной «защиты трансформатора».

Для масляных трансформаторов необходимо установить газовую защиту. Данная защита будет срабатывать при слабом газообразовании, понижению уровня масла» [11]. В случае если в трансформаторе будет образовываться обильное выделение газа или резкое понижение масла, то данная защита будет отключать вышедший из строя трансформатор.

На стороне высокого напряжения будет находиться резервная защита – максимальная токовая защита (МТЗ).

«Определим ток срабатывания защиты из условия возврата при протекании номинального тока по формуле 42:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном}, \quad (42)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток трансформатора на высокого напряжения;

$k_{отс} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$k_B = 0,85$ - коэффициент возврата реле.

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 62,416 = 88,11 \text{ А}.$$

Напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности определяется» [11] по формуле 43:

$$U_{2с.з} = 0,06 \cdot U_{ном}, \quad (43)$$

$$U_{2с.з} = 0,06 \cdot 35000 = 2100 \text{ В}.$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле 44:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^2}{I_{сз}^2} \geq 1,5, \quad (44)$$

$$k_{ч} = \frac{579}{88,11} = 7 \geq 1,5.$$

По вышеуказанному условию максимальная токовая защита удовлетворяет условию.

Вывод. В данном разделе было рассчитано дифференциальная защита трансформатора, резервная максимальная токовая защита для трансформатора.

6.2 Расчет заземления подстанции «Русский Вожой»

Заземлением называют преднамеренное присоединение с заземляющим устройством элементов электрических установок, которые могут оказаться под напряжением.

Заземление оборудования является главной защитой рабочего персонала на подстанции от косвенного прикосновения к незаземленным открытым деталям электрического оборудования. В данном случае электробезопасность достигается путем снижения напряжения, на деталях электроустановок на котором не должно быть появления потенциалов, до тех значений, которые будут безопасны для рабочего персонала. Заземление также соединяется с устройствами молниезащиты и ограничителями перенапряжения.

Все здания и сооружения находящийся на подстанции объединяются в общий контур заземляющего устройства.

Согласно правилам устройствам электроустановок (ПУЭ) сопротивление заземляющего устройства любого электрооборудования не должно превышать 4 Ом. Как показала практика эксплуатации заземляющего устройства, намного выгодней добиться нормированного «напряжения прикосновения, чем сопротивление заземляющего устройства, так как последнее приводит к излишнему расходу проводникового материала» [14].

Вертикальным заземлителем является стальной круглый стержень диаметром 12 мм и длиной 5 м, который будет находится в земле на глубине 0,5 м. Горизонтальным заземлителем будет использоваться стальная полоса размером 5x40 мм.

«Расчет заземления проводится по методике. Данные для дальнейшего расчета представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета заземления

Характеристика	Значение
Площадь подстанции S , м ²	1350 (25×54 м)
Грунт однородный глинистый с удельным сопротивлением $\rho_{в.с}$, Ом·м	80
Глубина заложения заземлителей от земли t , м	0,7
Время действия релейной защиты $t_{р.з}$ / собственное время отключения выключателя $t_{о.в}$, с	0,12/0,04
Значение тока двухфазного короткого замыкания I_3 , А	3464

Следующим этапом необходимо определить напряжение на заземлителе за время отключения тока короткого замыкания равного $\tau = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,12 + 0,04 = 0,16$ с. Напряжение на заземлителе определим по формуле 45:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп}}{k_{\Pi}}, \quad (45)$$

где $U_{пр.доп} = 500$ В - максимальное допустимое напряжения прикосновения, данное значение определяется по [4] в таблице 3;
 k_{Π} - коэффициент напряжения прикосновения.

Для нахождения коэффициента напряжения прикосновения воспользуемся формулой 46:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_T}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (46)$$

где $l_B = 5$ м - размер вертикального заземлителя;

$L_T = 500$ м - размер горизонтального заземлителя;

$a=12,0$ м - расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 1350 \text{ м}^2$ - площадь заземляющего устройства;

$M=0,5$ - характеристика, зависящий от однородности грунта;

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5\rho_{\text{в.с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 80} = 0,89 \text{ - коэффициент, определяемы}$$

по сопротивлению человека $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$ и сопротивления растекания тока от ступней.

$$k_{\text{П}} = \frac{0,5 \cdot 0,89}{\left(\frac{5 \cdot 500}{12\sqrt{1350}}\right)^{0,45}} = 0,204.$$

По формуле 45 определим напряжение на заземлителе» [14]:

$$U_3 = \frac{500}{0,085} = 5882 \text{ В.}$$

Согласно пункту 1.7.89 [9] напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 10 кВ. По полученному результату в формуле 45, расчетное напряжение на заземлителе удовлетворяет условию.

Для нахождения сопротивления заземляющего устройства необходимо выдержать условие. Условие отражено в формуле 47:

$$R_3 \leq R_{3,\text{доп}}. \quad (47)$$

Число секций по стороне расчетной модели заземлителя находится по формуле 48:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (48)$$

$$m = \frac{500}{2 \cdot \sqrt{1350}} - 1 = 5,804 \approx 6.$$

Размер полос определим по формуле 49:

$$L'_T = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (49)$$
$$L'_T = 2\sqrt{1350} \cdot (6+1) = 514 \text{ м.}$$

«Длина сторон ячейки определим по формуле 50:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (50)$$
$$b = \frac{\sqrt{1350}}{6} = 6,124 \text{ м.}$$

Количество вертикальных заземлителей, которые располагаются по периметру контура, определим по формуле 51:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}, \quad (51)$$
$$n_B = \frac{\sqrt{1350} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 29.$$

Определим общую длину вертикальных заземлителей по формуле 52:

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (52)$$
$$L_B = 5 \cdot 29 = 145 \text{ м.}$$

Определим относительную глубину погружения вертикальных электродов по формуле 53» [14]:

$$h = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (53)$$

$$h = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1350}} = 0,155.$$

Определим эквивалентное сопротивление сложного заземлителя по формуле 54:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_T + L_B}, \quad (54)$$

где $A = 0,444 + 0,84 \cdot h = 0,444 + 0,84 \cdot 0,155 = 0,574$;

$\rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - сопротивление грунта.

$$R_3 = 0,574 \cdot \frac{80}{\sqrt{1350}} + \frac{80}{514 + 145} = 1,371 \text{ Ом}.$$

Подставим полученные значения в формулу 47.

$$R_3 \leq R_{3,\text{доп}},$$

$$1,371 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Расчетное заземление удовлетворяет условию.

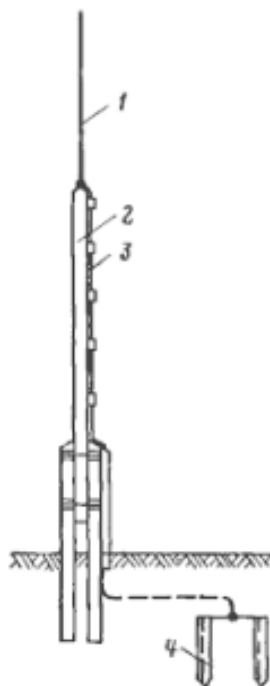
6.3 Молниезащита на подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ

На территории подстанции все оборудования и здания должны быть защищены от прямого удара молнии – молниеотводами.

«Молниеотвод – устройство, используемое в электроэнергетических и телекоммуникационных системах для защиты изоляции и проводников системы от повреждающего воздействия молнии.» [20].

Существуют несколько видов молниеотводов: стержневые, тросовые, сетчатые, комбинированные.

Как правило, для защиты от воздействий молний на подстанциях используют стержневые и тросовые молниеотводы. Это обуславливается тем, что данные молниеотводы предохраняют от разрушения оборудования при воздействии на него молнией, обеспечивают надежность электроснабжения потребителя подстанцией, а также снижают травмоопасность для рабочего персонала. Схема стержневого молниеотвода представлен на рисунке 19.



1 – молниеприемник, 2 – несущая конструкция, 3 – токоотвод, 4 – заземлитель

Рисунок 19 – Схема стержневого молниеотвода

В данной выпускной квалифицированной работе для защиты от прямых ударов молнии на подстанции будут использоваться отдельностоящие и порталные молниеотводы. На подстанции будут установлены два отдельностоящих молниеотводов высотой $h = 33,13$ м,

которые обеспечат надежную защиту подстанции от прямых попаданий молнией.

Расчет молниезащиты сводится в определении зон защиты стержневых и порталных молниеотводов.

«Рассчитаем отдельно стоящие молниеотводы. Расчет будет производиться по методике и по формулам представленным в [20]. Надежность такой защиты составляет $P_3 = 0,9$.

Определим высоту вершины конуса стержневого молниеотвода по формуле 55» [20]:

$$h_0 = 0,85h, \quad (55)$$
$$h_0 = 0,85 \cdot 33,13 = 28,16 \text{ м.}$$

Определим радиус внешнего защитного конуса по формуле 56:

$$r_0 = 1,2h, \quad (56)$$
$$r_0 = 1,2 \cdot 33,13 = 39,756 \text{ м.}$$

Определим максимальную высоту защиты между двумя молниеотводами по формуле 57:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0, \quad (57)$$

где $L_{\max} = (5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30)) \cdot h = 190,12 \text{ м}$ - максимальное расстояние между молниеотводами;

$L_c = 2,5h = 82,83 \text{ м}$ - расчетное расстояние между молниеотводами;

$L = 30 \text{ м}$ - действительное расстояние между молниеотводами.

$$h_c = \frac{190,12 - 30}{190,12 - 82,83} \cdot 28,16 = 42 \text{ м.}$$

Определим предельную зону полуширины r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x по формуле 58:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (58)$$

где $h_x = 6,1$ м - максимальная высота защищаемого сооружения.

$$r_x = \frac{39,756 \cdot (28,16 - 6,1)}{28,16} = 31,144 \text{ м.}$$

Определим размер горизонтального сечения l_x на высоте $h_x \leq h_c$ по формуле 59:

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (59)$$

$$l_x = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.}$$

Определим ширину горизонтального сечения по центру между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$ по формуле 60:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (60)$$

$$r_{cx} = \frac{39,756 \cdot (42 - 6,1)}{42} = 33,982 \text{ м.}$$

Вывод. В данном разделе было рассчитано релейная защита, заземление и отдельные молниеотводы.

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работы была исследована реконструкция подстанции «Русский Вожой» 35/6 кВ.

До выбора силового трансформатора было определено электрическая нагрузка подстанции, которая составляет $S = 6$ МВА. После произведенного расчета и по полученным данным, были выбраны два силовых трансформатора ТМН-4000/35/6 УХЛ1.

Для выбора электрооборудования на стороне высокого и низкого напряжения были рассчитаны токи короткие замыкания. На стороне высокого напряжения ток периодической составляющей короткого замыкания составило 4,001 кА, ударный ток короткого замыкания составил 10,185 кА на стороне низкого напряжения ток периодической составляющей короткого замыкания составило 4,18 кА, ударный ток короткого замыкания составил 10,9 кА.

Согласно с поставленной цели выпускной квалификационной работы, было заменены: схема электроснабжения открытого распределительного устройства на схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», трансформаторы ТМ-2500/35/6 кВ на трансформаторы ТМН-4000/4000/35/6 УХЛ1. На стороне высокого напряжения были замены следующие электрооборудования: разъединители РГ-35/1000 УХЛ1 на РДЗ-35/1000 УХЛ1, выключатели МГ-35 на ВВН-СЭЩ-35-25, трансформатор тока ТОГ-35 на ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1. На стороне низкого напряжения были установлены и заменены: распределительное устройство КУ-6С, трансформатор напряжения ЗНОЛП-6-У2, секционный выключатель ВМП-6 на ВРС-6, выкатные выключатели ВМП-6 на ВРЗ, трансформаторы тока ТОЛ-6 на ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5Р/5/5 УХЛ2.

Релейная защита выполнена на базе микропроцессорных блоков «СИРИУС-Т». Также было рассчитано дифференциальная защита

трансформатора, максимальная токовая защита для трансформатора. Данные защиты прошли проверку по условию коэффициента чувствительности.

Оперативный ток на подстанции «Русский Вожой» был выбран в виде аккумуляторной батареи СК-1, которая работает в режиме постоянной подзарядки с помощью зарядно-подзарядным агрегатом.

Для обеспечения электрической энергии электроприемников на подстанции были выбраны трехфазные сухие трансформаторы для собственных нужд ТСКС-40.

Также, было усовершенствована система молниезащиты и защитного заземления подстанции. В качестве вертикально заземлителя был выбран круглый стержень диаметром 12 мм и длиной 5 м, который будет находится в земле на глубине 0,5 м. В качестве горизонтально заземлителя был выбран стальная полоса размером 5х40 мм.

Список используемых источников

1. Вакуумный выключатель ВВН-СЭЩ-35-25. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/izAFe>. (дата обращения: 26.05.2023).
2. Выкатной выключатель ВРЗ. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/retrofit-jasheek/vykatnye-elementy.htm>. (дата обращения: 26.05.2023).
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. [Текст]. – Введ.1995-01-01. – М. : Госстандарт России, 2021. – 66 с (дата обращения: 26.05.2023).
4. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. [Текст]. – Введ.1983-06-30. – М. : Государственный стандарт союза ССР, 2020. – 6 с. (дата обращения: 26.05.2023)
5. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Текст]. – Введ.1985-06-30. – М. : Стандартиформ, 2009. – 37 с. (дата обращения: 26.05.2023).
6. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Текст]. – Введ.1982-06-30. – М. : Министерство электротехнической промышленности – 1982. – 27 с. (дата обращения: 26.05.2023).
7. Комплектное распределительное устройство 6 кВ - КУ-6С. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/waiga> (дата обращения: 26.05.2023).
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]: (ПТЭЭП). – М.: Мин.Энерг. России, 2022. – 162 с. . (дата обращения: 26.05.2023).
9. Правила устройства электроустановок [Текст]: (ПУЭ). - [7-е изд.]. – М.: Мин.Энерг. России, 2012. – 330 с. (дата обращения: 26.05.2023).

10. Разъединитель РДЗ – 35. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <http://www.razrad.ru/cat/rdz35-rdz110/>. (дата обращения: 26.05.2023).

11. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «СИРИУС-Т» [Текст] : разработчик и изготовитель ЗАО «РАДИУС Автоматика» научно производственное предприятие. -М. :2010.-9с. (дата обращения: 26.05.2023).

12. Секционный выключатель ВРС-6. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/Ehuhl>. (дата обращения: 26.05.2023).

13. СТО 56947007-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические Распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Текст]. Утв. Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007: ввод в действие 20.12.2007. –М.: ФСК ЕЭС, 2007. - 132 с (дата обращения: 26.05.2023).

14. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. ФСК ЕЭС руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Текст]: утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013: ввод в действие с 27.12.2013. – М: ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с. (дата обращения: 26.05.2023).

15. Трансформатор для собственных нужд ТСКС-40. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/nhMJQ>. (дата обращения: 26.05.2023).

16. Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6-У2. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/pinqv>. (дата обращения: 26.05.2023).

17. Трансформатор ТМН-4000/35/6. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/bbvEt> (дата обращения: 26.05.2023).

18. Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ 35-III-2.1. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/nXoZa>. (дата обращения: 26.05.2023).

19. Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1-1/5P/5/5 УХЛ2. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://uclck.ru/WMhRR>. (дата обращения: 26.05.2023).

20. Черненко, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта: электронное учебно-методическое пособие / Ю.В. Черненко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2020. (дата обращения: 26.05.2023).

21. Csanyi, E. Assemblies of switchgear and control panels (1,2,3) [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2015. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/assemblies-of-switchgear-and-control-panels-part-1,2,3> (дата обращения 26.05.2023)

22. Csanyi, E. Location of Current Transformers in HV Substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/location-of-current-transformers-in-hv-substation> (дата обращения 26.05.2023)

23. Csanyi, E. Power System Stability [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2010. – URL: <http://electrical-engineering-portal.com/power-system-stability> (дата обращения 26.05.2023).

24. Csanyi, E. Site selection considerations for the future power substation [Text] / E. Csanyi // Electrical Engineering Portal. 2014. – URL: <http://electricalengineering-portal.com/site-selection-considerations-for-the-future-power-substation> (дата обращения 26.05.2023).

25. Sayenko Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 – 357 (дата обращения 26.05.2023).