

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 электрической части подстанции 110/10 кВ «Подгорное»

Студент

В.А. Решетников

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Название бакалаврской работы: «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Подгорное».

Выпускная работа состоит из введения, шести разделов, заключения, таблиц, списка литературы, включая зарубежные источники, и графической части на 6 листах формата А1.

Ключевым вопросом является реконструкция электрической части подстанции «Подгорное» расположенная в Воронежской области, в городе Воронеж. Мы затрагиваем проблему надежности электроснабжения потребителей электрической энергией.

Целью работы является замена высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ для повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергией.

Бакалаврская работа может быть разделена на следующие логически взаимосвязанные части: характеристика подстанции 110/10/10 «Подгорное», расчет токов короткого замыкания, проверка высоковольтного оборудования, замена трансформатора тока и высоковольтного выключателя, расчет заземления подстанции и расчет молниезащиты подстанции.

В конце исследования мы представляем работу об успешном повышении надежности электроснабжения путем замены высоковольтного выключателя и трансформатора тока, которые полностью пожаробезопасны и взрывобезопасны и с более повышенной стойкостью к токам короткого замыкания.

Подводя итоги, мы бы хотели подчеркнуть, что данная работа актуальна не только в решении проблемы надежности электроснабжения подстанции «Подгорное», а также подобные технологические и конструктивные решения для подстанции, которые рассчитаны на такое же напряжение.

## **Abstract**

The title of the graduation work is Reconstruction of the electrical part at the substation 110/10 kV «Podgornoye».

The senior paper consists of an introduction, six parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the thesis is the reconstruction of the electrical part at the substation «Podgornoye» located in Voronezh. We touch upon the problem of the electricity supply reliability to consumers.

The aim of the work is to replace high-voltage equipment on the 110 kV side to improve the reliability of electricity supply to consumers.

The graduation project may be divided into several logically connected parts which are: characteristics of the substation 110/10/10 «Podgornoye», calculation of short-circuit currents, checking of high-voltage equipment, replacement of current transformer and high-voltage breaker, calculation of substation grounding and lightning protection of the substation.

Finally, we present a paper on the successful improvement of power supply reliability by replacing the high-voltage switch and current transformer, which are completely fire and explosion-proof and more resistant to short-circuit currents.

In conclusion, we'd like to stress this work is relevant in solving the problem of power supply reliability at the substation «Podgornoye» as well as it may propose similar technological and design solutions for substations that are designed for the same voltage.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика подстанции 110/10/10 кВ «Подгорное».....	7
2 Расчет токов короткого замыкания.....	18
3 Проверка высоковольтного оборудования.....	24
4 Замена трансформатора тока и высоковольтного выключателя.....	29
5 Расчет заземления подстанции.....	40
6 Расчет молниезащиты подстанции.....	45
Заключение.....	50
Список используемых источников.....	51

## Введение

Электроэнергетика в России, как и во всем мире, набирает темпы развития еще с прошлого века и динамика производства электроэнергии никогда не станет отрицательной до тех пор, пока человек будет стремиться к облегчению своей жизни. Сейчас представить свою жизнь без электричества не возможно, даже если для одного человека прожить один день без электрических приборов: телефона для связи с родными, телевизора для просмотра любимой телепередачи, холодильника, чтобы продукты не испортились, компьютера для работы и т.д. будет совсем не так просто. Но если в городе отключат электричество на целый день, то это обернется катастрофой: операционные в больницах перестанут функционировать, испортятся продукты в продуктовых магазинах, производство на промышленных предприятиях остановится, да и просто город потеряет связь со всем миром, так как телефонная связь станет недоступна, если вкратце, то поддержание нормально структуры в городе станет невозможно. Именно поэтому очень важно бесперебойное питание электрических потребителей.

Выработка электроэнергии в России по данным АО «СО ЕЭС» на 2019 год по сравнению с 2018 годом увеличилась с 1070,9 млрд кВт · ч на 1080,6 млрд кВт · ч, что на 9,7 млрд кВт · ч больше по сравнению с прошлым годом или же на 0,9% [7]. ТЭС вырабатывает 679,9 млрд кВт · ч от всей выработки электроэнергии или же 62,92%, ГЭС вырабатывает 190,3 млрд кВт · ч или же 17,61%, АЭС вырабатывает 208,8 млрд кВт · ч или же 19,32%, ВЭС вырабатывает 0,32 млрд кВт · ч или же 0,03%, а СЭС вырабатывает 1,3 млрд кВт · ч или же 0,12%. После того как электроэнергия выработалась, то она передается на понижающие электрические подстанции, после чего с последней распределяется по потребителям. Все это образует единую энергетическую систему России.

Выработка электроэнергии растёт с каждым годом, а значит чем больше объем выработки электроэнергии, то тем больше ложится ответствен-

ность на электрораспределительные станции. Выходит, что одно из главных требований к системе электроснабжения является надежность электроснабжения. Чтобы поддерживать высокую надежность электроснабжения нужно следить за оборудованием:

- периодические осмотры;
- профилактические измерения;
- испытания;
- диагностирование состояния оборудования;
- устранение выявленных дефектов и неисправностей.

Но даже если проводить все эти мероприятия, то любое оборудование, у которого заканчивается срок службы, будет чаще ломаться в связи с потерей своих электрических свойств. Именно поэтому у оборудования есть срок службы. Для повышения надежности выбирают современное оборудование, т.к. оно является более производительным, устойчивым, а самое главное надежным.

Подстанция «Подгорное» находится в Воронежской области, в городе Воронеж, принадлежит и обслуживается ПАО «МРСК Центра» филиалом «Воронежэнерго».

Для повышения надежности подстанции будут решены следующие задачи:

- провести анализ технического состояния подстанции, чтобы понять что нуждается в замене;
- провести расчет годовых нагрузок;
- выбрать и рассчитать параметры нового оборудования;
- рассчитать заземление и молниезащиту для подстанции.

## 1 Характеристика подстанции 110/10/10 кВ «Подгорное»

Подстанция 110/10/10 кВ «Подгорное» находится в Воронежской области, в городе Воронеж. Данная подстанция является понизительной и была введена в 1984 г. Основным потребителем является микрорайон «Подгорное» и промышленные предприятия. Данные потребители относятся к потребителям первой, второй и третьей категории. На рисунке 1 находится расположение подстанции «Подгорное». Подстанция имеет размеры 90 м × 45 м и площадью 4050 м<sup>2</sup>. Принадлежит и обслуживается ПАО «МРСК Центра» филиалом «Воронежэнерго».

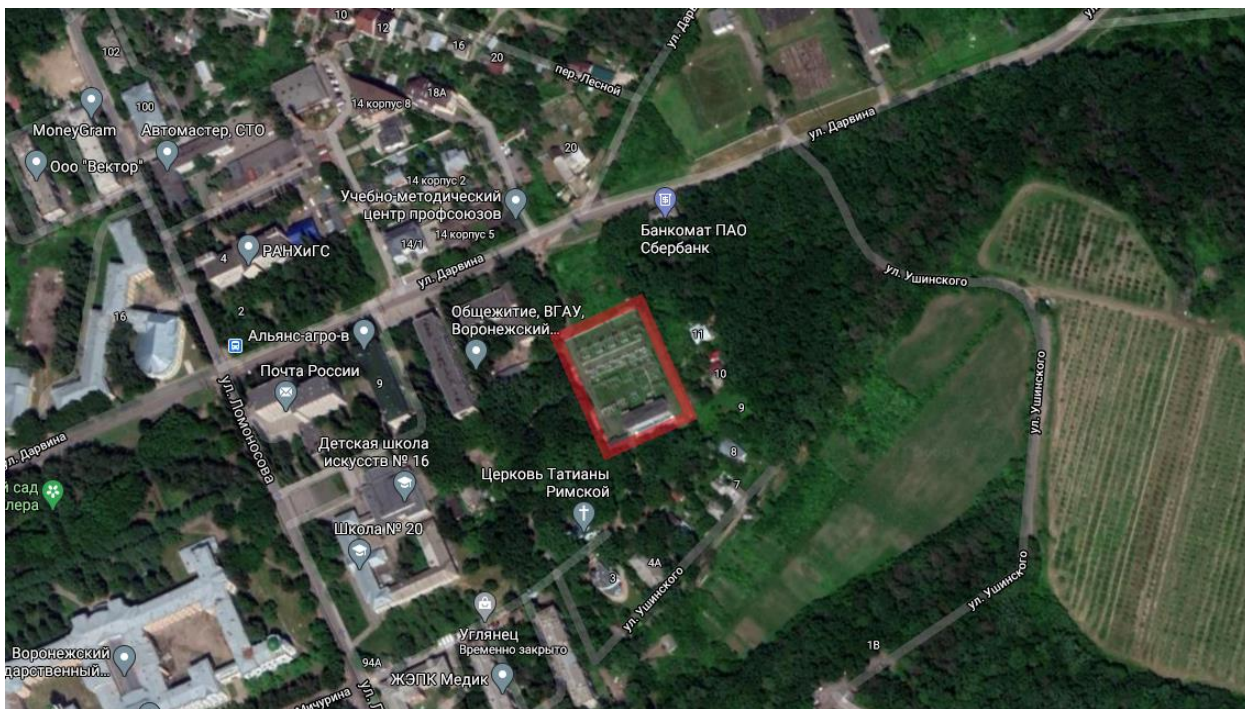


Рисунок 1 – Местоположение подстанции «Подгорное»

Подстанция имеет два класса напряжений: по 110 кВ подстанция запитывается, а 10 кВ питает потребителей. Часть подстанции высокого напряжения 110 кВ выполнена на открытом воздухе – открытое распределительное устройство (ОРУ), а на низком напряжении 10 кВ – закрытое распределительное устройство (ЗРУ). Так же ОРУ 110 кВ выполнено схемой 110-4Н и

называется «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии» [10].

Опишем электрическую схему подстанции «Подгорное» на стороне высокого напряжения изображенную на рисунке 2.

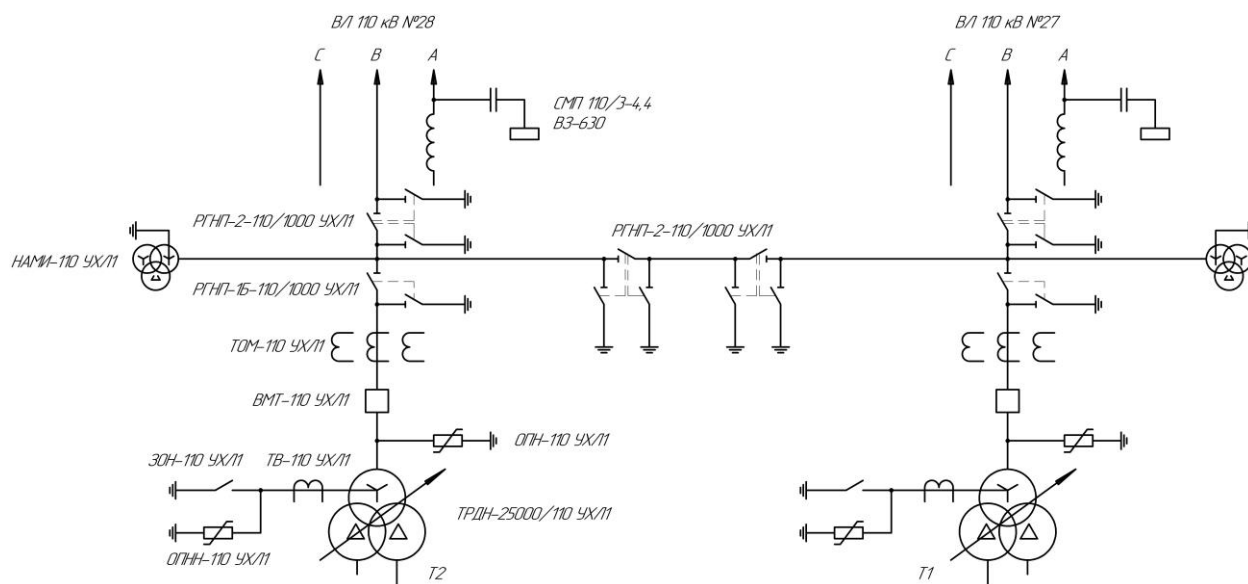


Рисунок 2 – Электрическая схема подстанции на стороне ВН

Со сторон питающей линии на фазе А установлен высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5, конденсатор связи СМП-110/3-6.4 и фильтр присоединения ФПМ-Рс-6400/26-40.

Высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5 нужен для того, чтобы часть высокочастотного сигнала не ушла в шины подстанции, а ушла в высокочастотный пост, где уже происходит обмен сигналами между двумя и более комплектами защит с целью оценить в защищаемой зоне или не защищаемой зоне произошло короткое замыкание. Данный высокочастотный заградитель рассчитан на номинальный ток 630 А и номинальную индуктивность 0,5 мГн [2].

Также для работы низковольтной аппаратуры связи в условия высокого напряжения линии электропередач применяют конденсатор связи. Конденсатор связи типа СМП-110/3-6.4 рассчитан на номинальное напряжение 110 ЦЗ кВ и емкость конденсатора 6,4 нФ [5].



Волновое сопротивление линии и волновое сопротивление высокочастотного кабеля имеет разное значение – это может повлиять на увеличение затухания в высокочастотном тракте и для согласования сопротивлений, а также для компенсации реактивной составляющей конденсатора связи применяют фильтр присоединения. Фильтр присоединения ФПМ-Рс-6400/26-40 рассчитан на емкость конденсатора связи 6,4 нФ и полосу пропускания 26-40 кГц.

На стороне ВН есть шесть разъединителей горизонтально-поворотного типа: четыре разъединителя с полимерной изоляцией типа РГНП-2-110/1000 УХЛ1: по одному разъединителя с каждой проходящей ВЛ на ПС и два разъединителя на неавтоматической перемычке со стороны линии, а также два разъединителя РГНП-16-110/1000 УХЛ1: по одному на каждый блок выключателя. Все трехполюсные разъединители рассчитаны на установку на улице (снаружи помещения) для умеренного и холодного климата и обладают следующими характеристиками: номинальное напряжение 110 кВ и номинальный ток 1000 А. Главное отличие разъединителей РГНП-2-110/1000 УХЛ1 от РГНП-16-110/1000 УХЛ1 заключается в количестве заземляющих ножей: у разъединителя РГНП-2-110/1000 УХЛ1 два заземляющий ножа, а у разъединителя РГНП-16-110/1000 УХЛ1 один заземляющий нож со стороны ведомой колонки.

Также разъединители РГНП-2-110/1000 УХЛ1 оснащен двумя приводами:

- электродвигательный тип ПДГ-9-09 УХЛ1 с двумя исполнительными блоками для оперирования двумя группами заземлителями;
- ручным приводом типа ПРГ-6-00 УХЛ1 с одним исполнительным блоком для оперирования главными ножами.

А для РГНП-16-110/1000 УХЛ1 только одним приводом электродвигательного типа ПДГ-9-07 УХЛ1 с двумя исполнительными блоками: один для оперирования главными ножами, а второй для оперирования заземлителем. Так как все разъединители относительно новые, то в замене не нуждается.

Неавтоматическая переемычка со стороны линии состоит из двух разъединителей горизонтально-поворотного типа РГНП-2-110/1000 УХЛ1. Неавтоматическая переемычка установлена, так как аварийные и плановые простои питающей подстанции линии имеют кратковременный характер, а параметр потока отказов трансформатора наименьший среди элементов электрических сетей. Неавтоматическая линия не в аварийном режиме работы всегда разомкнута, т.е. только один из двух разъединителей разомкнут. Если при нормальном режиме работы неавтоматическая переемычка будет замкнута, то если произойдет авария на одной из двух питающей подстанции линии, тогда отключится вся подстанция. Поэтому неавтоматическая переемычка замкнута только в том случае, если произошла авария на одной из двух ЛЭП или же при ремонте ЛЭП, чтобы сохранить в работе два трансформатора. Данная схема проста в использовании, не дорогая и достаточно надежна, что позволяет без полной остановки подстанции продолжать питание потребителей при аварии или выводить оборудование в ремонт.

Также установлен однофазный трансформатор напряжения НАМИ-110-0,2-120 УХЛ1, это антирезонансный трансформатор напряжения предназначен для контроля изоляции сети рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ, класс точности 0,2 и номинальная нагрузка 120 ВА. Всего на подстанции шесть однофазных трансформаторов напряжения предназначенные для работы в трехфазной группе с каждой стороны неавтоматической переемычки. Так как первичная обмотка соединена в звезду с нулем, то появляется возможность возникновения параллельного феррорезонанса. Поэтому в этот трансформатор напряжения для защиты от феррорезонанса добавляют дополнительную вторичную обмотку соединенную в разомкнутый треугольник. Эта обмотка нужна для получения напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . Во время короткого замыкания на землю, которое даёт старт для феррорезонанса, в дополнительной обмотке появляется напряжение нулевой последовательности  $3U_0$ . Выходит, что в этом трансформаторе напряжения есть две вторичные обмотки: одна для измерительных приборов, а дополнитель-

ная для формирования напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . Данное оборудование рассчитано на умеренный и холодный климат.

На ВН есть шесть однофазных масляных трансформаторов тока типа ТОМ-110-III 0,2-150/5 УХЛ1, трансформаторы тока предназначены для работы в трехфазной группе и установлены с каждой стороны блока выключателя. Данный ТТ рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный первичный ток 150 А, номинальный вторичный ток 5 А и имеет класс точности вторичных обмоток 0,2. Степень загрязнения III-сильная, значит длина пути утечки 2,5 см/кВ. Климатическая зона умеренного и холодного климата. Данное оборудование нуждается в замене по причине морального устаревания [18].

На подстанции установлено два высоковольтных выключателей ВМТ-110Б-25-1250 УХЛ1. Так же как и трансформаторы тока с каждой стороны блока выключателя. Данный выключатель является масляным, колонковым и рассчитанным на номинальный ток отключения 25 кА, номинальный ток 1250 А и климатическое исполнение для умеренного и холодного климата. Категория по длине утечки внешней изоляции на 110 кВ соответствует 280 см. Данный вид выключателя, как и ТТ морально устарел, т.е. не соответствует современным требованиям, поэтому это оборудование требуется заменить.

На стороне 110 кВ установлено два трехполюсных ограничителя перенапряжения с полимерной изоляцией типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1: по одному трехполюсному ОПН на каждый блок выключателя между высоковольтным выключателем и трехполюсным трансформатором тока. Данный ОПН рассчитан на опорное исполнение установки, номинальное напряжение 110 кВ, наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение 77 кВ и номинальный разрядный ток 10 кА. Класс пропускной способности II, значит пропускная способность от 401 до 750 А и удельная энергия 2 кДж/кВ. Климатическое исполнение умеренный и холодный климат. Работает в сети с эффективно заземленной нейтралью.

Так как есть потребители первой и второй категории, то на ПС установлено два трансформатора с расщепленной обмоткой типа ТРДН-25000/110/10/10 УХЛ1 мощностью по 25 МВА каждый. Климатическое исполнение умеренного и холодного климата. Существующая нагрузка по замерам по данным карты электросетей Воронежэнерго составляет 40%. Обмотки на стороне ВН соединяются звездой с нулём, а на стороне НН соединяются треугольником. Всего девять ступеней регулирования под напряжением с шагом одной ступени 1,78%. Трансформаторы заменять нет необходимости, так как трансформаторы загружены всего лишь на 41,2% и срок эксплуатации не превышают [20].

В нейтрали каждого силового трансформатора расположен:

- встроенный трансформатор тока типа ТВ-110-П-1000/5 УХЛ2, это оборудование рассчитано на номинальное напряжение силового трансформатора 110 кВ, номинальный первичный ток 1000 А и номинальный вторичный ток в 5 А, также климатическое исполнение: умеренный и холодный климат, но эксплуатации этого оборудования должна производиться не на открытом воздухе, а под навесом;

- заземлитель нейтрали силового трансформатора для наружной установки типа ЗОН-110М-ПУХЛ1, данный тип модернизированного заземлителя предназначен для заземления трансформатора, имеющий в своей нейтрали встроенный трансформатор тока для защиты замыканий на землю, оборудование рассчитано на умеренный и холодный климат. Также в устройстве заземлителя есть ручной привод типа ПРГ-01-6УХЛ1 для оперирования заземлителем, рассчитан на умеренный и холодный климат [3];

- ограничитель перенапряжения типа ОПНН-П1-110/60/10/2 УХЛ1, рассчитанный на опорное исполнение установки, номинальное напряжение 110 кВ, наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение 60 кВ и номинальный разрядный ток 10 кА. Класс пропускной способности II, значит пропускная способность от 401 до 750 А и удельная энергия 2 кДж/кВ. Кли-

матическое исполнение умеренный и холодный климат, также предназначенный для защиты разземленной нейтрали силового трансформатора

Все перечисленное оборудование в нейтрали трансформатора рассчитано на 110 кВ и умеренный и холодным климат.

Воронеж расположен в умеренном климате: средний максимум в июле 26,6°C, средний минимум в феврале -9,3°C. Район: по ветровому давлению II, район по гололеду III.

В таблице 1 представлены все оборудование подстанции на высокой стороне.

Таблица 1 – Силовое оборудование на высокой стороне

Тип оборудование	Наименование оборудования	Количество
Высокочастотный заградитель	ВЗ-630-0,5	2
Конденсатор связи	СМП 110/3-6.4	2
Фильтр присоединения	ФПМ-Рс-6400/26-40	2
Разъединитель с двумя заземляющими ножами	РГНП-2-110/1000 УХЛ1	4
Разъединитель с одним заземляющим ножом	РГНП-16-110/1000 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110-0,2-120 УХЛ1	6
Трансформатор тока	ТОМ-110-III 0,2-150/5 УХЛ1	6
Высоковольтный выключатель	ВМТ-110Б-25-1250 УХЛ1	2
ОПН (трехполюсный)	ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	2
Силовой трансформатор	ТРДН-25000/110/10/10 УХЛ1	2
Встроенный трансформатор тока	ТВ-110-II-1000/5 УХЛ2	2
ЗОН	ЗОН-110М-ПУХЛ1	2
ОПН (однополюсный)	ОПНН-П1-110/60/10/2 УХЛ1	2

Для проверки и выбора силовых трансформаторов нужно проанализировать график годовой нагрузки подстанции «Подгорное» и выполнить расчеты для определения номинальной мощности силовых трансформаторов. На рисунке 3 расположен упорядоченный годовой график полной мощности.

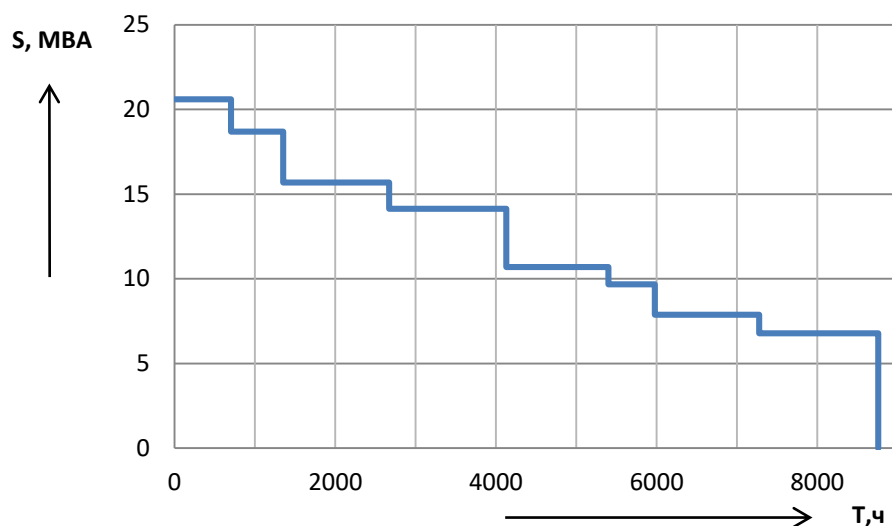


Рисунок 3 – Упорядоченный годовой график полной мощности

На рисунке 3 максимальная полная мощность на подстанции равна 20,658 МВА и длится 700 часов в году, а на подстанции установлено два трехфазных трансформатора типа ТРДН 25000/110/10/10, следовательно трансформаторы на подстанции загружены всего лишь на 41,2%. Коэффициент загрузки находится по формуле 1.

$$K_3 = \frac{S_{\text{макс.ПС}}}{n \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (1)$$

где  $S_{\text{макс.ПС}}$  – максимальная полная мощность на подстанции, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Рассчитаем коэффициент загрузки по формуле 1 для параллельной работы двух трансформаторов и для работы только одного трансформатора, если другой трансформатор находится в ремонте, техническом обслуживании или линия присоединения к трансформатору недоступна.

$$K_{3II} = \frac{20,608}{2 \cdot 25} = 0,412,$$

$$K_{3I} = \frac{20,608}{25} = 0,824.$$

Коэффициент загрузки при параллельной работе двух трансформаторов составляет 0,413, а при работе только одного трансформатора равен 0,824. А так как этот коэффициент загрузки при работе двух трансформаторов не превышает максимального допустимого коэффициента загрузки 0,7, то во время аварийной ситуации, когда требуется переместить всю нагрузку на один трансформатор, нет необходимости отключать потребителей, чтобы один трансформатор работал с перегрузкой более чем в 40% от номинальной мощности трансформатора [11].

Так как подстанция «Подгорное» питает потребителей первой категории надежности и коэффициент загрузки при работе только одного трансформатора не превышает номинальной мощности трансформатора, то можно пользоваться только одним трансформатором в нормальном режиме. Второй трансформатор будет работать на горячем подогреве, т.к. если первый трансформатор выйдет из строя, то трансформатор на горячем подогреве сразу же войдет в работу за время действия АВР. Ставить на полноценную работу уже двух трансформаторов стоит лишь тогда, когда существующая нагрузка вырастет в 1,22 раза, т.е. превысит номинальную мощность одного трансформатора.

Замена трансформаторов на подстанции «Подгорное» была произведена в 2013 году, следовательно заменять трансформаторы по превышению сроков эксплуатации не требуется.

Для нахождения продолжительности максимальной годовой нагрузки и коэффициента заполнения графика найдем активную мощность для каждой ступени и потребляемую энергию на подстанции для каждой ступени по формулам 2 и 3 соответственно:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \quad (2)$$

где  $S_i$  – полная мощность ступени графика нагрузки, МВА;

$\cos \varphi$  – коэффициент активной мощности, который равен 0,95 по условию требуемого уровня компенсации реактивной мощности в сетях 110 кВ.

$$W_i = P_i \cdot t_i, \quad (3)$$

где  $t_i$  – время определенной ступени графика нагрузки, ч.

В качестве примера рассчитываю активную мощность для ступени с максимальной полной мощностью и потребляемую энергию на подстанции для ступени с максимальной полной мощностью по формулам 2 и 3 соответственно, для остальных ступеней рассчитаем аналогично и занесем все результаты в таблицу 2.

$$P_1 = 20,608 \cdot 0,95 = 19,577 \text{ МВт},$$

$$W_1 = 19,577 \cdot 700 = 13704,32 \text{ МВА} \cdot \text{ч}.$$

Таблица 2 – Активная мощность и потребляемая энергия на подстанции для каждой ступени

№ ступени	$S_i$ , МВА	$t_i$ , ч	$P_i$ , МВт	$W_i$ , МВА · ч
1	20,608	700	19,577	13704,32
2	18,688	650	17,75	11539,84
3	15,68	1320	14,9	19662,72
4	14,144	1460	13,44	19617,73
5	10,688	1270	10,15	12895,07
6	9,664	580	9,18	5324,86
7	7,872	1300	7,48	9721,92
8	6,784	1480	6,44	9538,3
Итого	104,128	8760	98,92	102004,8

Продолжительность максимальной годовой нагрузки и коэффициент заполнения графика найдем по формуле 4 и 5 соответственно:



$$T_M = \frac{W_{\Sigma \text{ПС}}}{P_{\text{МАХ.ПС}}}, \quad (4)$$

где  $W_{\Sigma \text{ПС}}$  – суммарное потребление энергии на подстанции за год МВА·ч;

$P_{\text{МАХ.ПС}}$  – максимальное значение активной мощности, коротая соответствует первой ступени, МВт.

$$K_{\text{зап.граф}} = \frac{T_M}{8760}. \quad (5)$$

Рассчитываю продолжительность максимальной годовой нагрузки и коэффициент заполнения графика:

$$T_M = \frac{102004,8}{19,577} = 5210,42 \text{ ч},$$

$$K_{\text{зап.граф}} = \frac{5210,42}{8760} = 0,595.$$

### **Вывод**

1. ОРУ 110 кВ выполнено схемой 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»;
2. Из высоковольтного оборудования на высокой стороне требуется заменить только высоковольтные выключатели и трансформаторы тока;
3. Силовые трансформаторы заменять не требуется т.к. они загружены всего лишь на 41,2% и не превышают срок эксплуатации.

## 2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания нужно обязательно провести для дальнейшего выбора высоковольтных выключателей и трансформаторов тока, проверки высоковольтного оборудования на высокой стороне, для выбора уставок релейной защиты и автоматики, а также для расчета параметров заземления.

Для электрической схемы произведем расчеты когов короткого замыкания. На рисунке 4, а представлена принципиальная схема, а схема замещения представлена на рисунке 4, б.

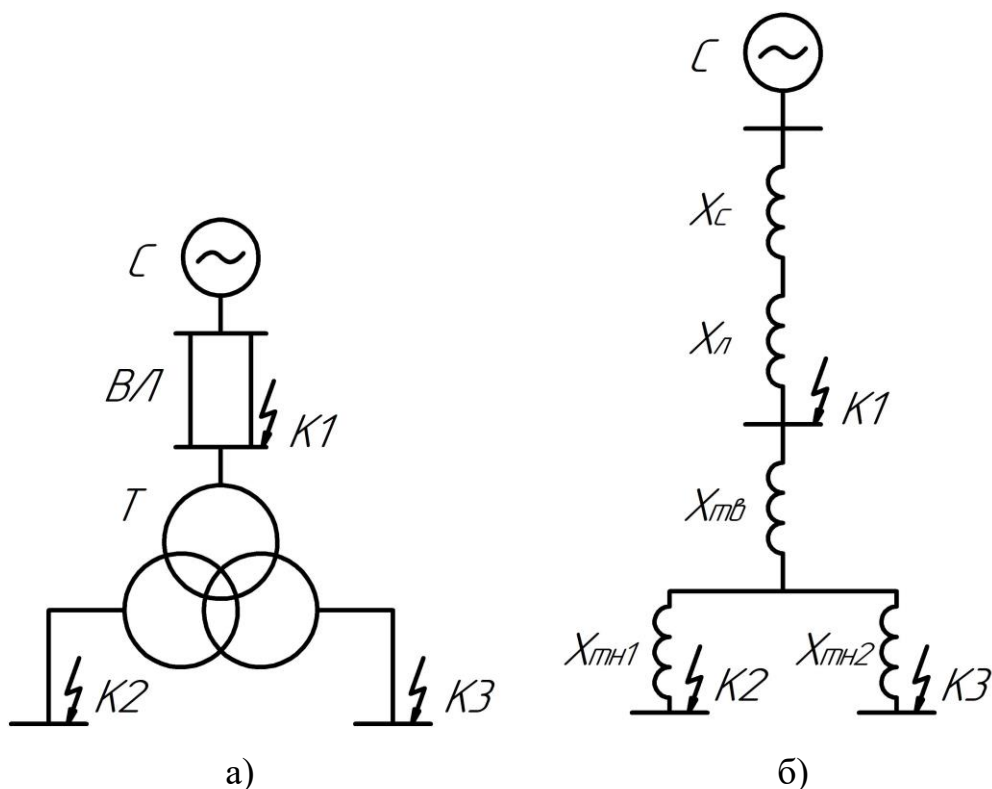


Рисунок 4 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б)

Данные трансформатора ТРДН 25000/110/10/10 представлены в таблице 3 [9].

Таблица 3 – Технические параметры трансформатора ТРДН 25000/110/10/10

Тип	$S_{\text{НОМ.Т}}$ , МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$u_k$ , %		$P_k$ , кВт	$P_x$ , кВт
		ВН	НН	ВН	НН		
ТРДН 25000/110/10/10	25	115	10,5	10,5	30	120	25

Базисную мощность взяли  $S_6 = 1000$  МВА, базисное напряжение на стороне высокого напряжения (ВН) в точке  $K_1$  взяли  $U_6 = 115$  кВ, на стороне низкого напряжения (НН) в точках  $K_2$  и  $K_3$  взяли  $U_6 = 10,5$  кВ, Мощность КЗ системы  $S_k = 2500$  МВА, длина ВЛ  $l = 15,6$  км с  $x_{уд} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ .

Сопротивление системы в относительных единицах (о.е) рассчитаем по формуле 6:

$$x_{*б,с} = \frac{S_6}{S_k}, \quad (6)$$

$$x_{*б,с} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о. е.}$$

Сопротивление ВЛ в относительных единицах рассчитаем по формуле 7:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7)$$

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot 15,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,47 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах находится по формулам ниже:

$$x_{*б,Тв} = \frac{U_{к.в, \%}}{100} \frac{S_б}{S_{ном.т}}, \quad (8)$$

где  $U_{к.в, \%} = u_{к.вн-нн} - 0,25 \cdot u_{к.нн1-нн2}, \%$ ;

$$x_{*б,Тн1} = x_{*б,Тн2} = \frac{U_{к.н1, \%}}{100} \frac{S_б}{S_{ном.т}}, \quad (9)$$

где  $U_{к.н1, \%} = U_{к.н2, \%} = 0,5 \cdot u_{к.нн1-нн2}, \%$ .

Рассчитаем сопротивление трансформатора по формулам 8-9:

$$x_{*б,Тв} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 1,2 \text{ о. е.},$$

где  $U_{к.в, \%} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3\%$ ,

$$x_{*б,Тн1} = x_{*б,Тн2} = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 6 \text{ о. е.},$$

где  $U_{к.н1, \%} = U_{к.н2, \%} = 0,5 \cdot 30 = 15\%$ .

Выполняем расчеты для нахождения короткого замыкания в точке  $K_1$ .

Результирующее сопротивление до точки  $K_1$  найдем по формуле 10:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л}, \quad (10)$$

$$x_{*рез(б)} = 0,4 + 0,47 = 0,87 \text{ о. е.}$$

Базисный ток в точке  $K_1$  найдем по формуле 11:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (11)$$

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

Так как энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, то действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном токе КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{п,t} = I_{п,0} = const$ .

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке  $K_1$  определим по формуле 12:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*6}''}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6, \quad (12)$$

$$I_{п,0} = \frac{1}{0,87} \cdot 5,02 = 5,77 \text{ кА},$$

где  $E_{*6}'' = 1$  – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о.е.

Ударный ток КЗ в точке  $K_1$  найдем по формуле 13:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд}, \quad (13)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,77 \cdot 1,8 = 14,69 \text{ кА}$$

где  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент.

Теперь проводим расчет токов КЗ на стороне низкого напряжения в точках  $K_2$  и  $K_3$ . Значения между этими точками будет равное, поэтому сделаем расчёт только для точки  $K_2$ .

Результирующее сопротивление до точки  $K_2$  найдем по формуле 14:

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,c} + x_{*6,l} + x_{*6,T_B} + x_{*6,T_{H1}}, \quad (14)$$

$$x_{*рез(6)} = 0,4 + 0,47 + 1,2 + 6 = 8,07 \text{ о.е.}$$

Базисный ток в точке  $K_2$  найдем по формуле 11:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (15)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке  $K_2$  определим по формуле 12:

$$I_{п,о} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6, \quad (16)$$

$$I_{п,о} = \frac{1}{8,07} \cdot 55 = 6,81 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке  $K_2$  найдем по формуле 23:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд}, \quad (17)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,81 \cdot 1,8 = 17,33 \text{ кА.}$$

Рассчитанные данные занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Рассчитанные значения токов КЗ

№ п/п	Задание	Ответ
1	$I_{п,о}$ в точке $K_1$	5,77 кА
2	$I_{п,о}$ в точке $K_2$	6,81 кА
3	$i_{уд}$ в точке $K_1$	14,69 кА
4	$i_{уд}$ в точке $K_2$	17,33 кА

## **Вывод**

Составлена расчетная схема и схема замещения для определения токов короткого замыкания. По схеме замещения (рис. 4, б) рассчитаны ударный ток и начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока на стороне высокого напряжения и на стороне низкого напряжения. На стороне высокого напряжения, согласно принятым допущениям, токи короткого замыкания рассчитывались с помощью метода относительных единиц с использованием базисных тока, напряжения, мощности. На стороне низкого напряжения методика расчета основана на использовании системы именованных единиц. Полученные значения токов короткого замыкания необходимы для проверки на термическую и электродинамическую стойкость выбранного электрооборудования и проводников, расчета параметров аппаратов защиты, оценки отключающей способности коммутационного оборудования.

### 3 Проверка высоковольтного оборудования

Так как из высоковольтного оборудования заменять требуется трансформатор тока и высоковольтный выключатель, то трансформатор напряжения и два вида разъединитель в замене не нуждаются, а значит просто проведем проверку оборудования [13].

Трансформатор напряжения НАМИ-110-0,2-120 УХЛ1 является трехфазным, антирезанансным с масляным охлаждением рассчитанным на номинальное напряжение 110 кВ, классом точности трансформатора напряжения 0,2 и номинальной нагрузкой 120 ВА.

Проведем проверку данного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке [16].

Во вторичной цепи установлено:

- один трехфазный цифровой вольтметр ЦП-В72 с коэффициентом мощности 1, потреблением мощности 1 ВА и классом точности 0,5;
- один трехфазный цифровой ваттметр СР3001 с коэффициентом мощности 1, потреблением мощности 5 ВА и классом точности 0,5;
- трехфазный счетчик активной и реактивной электрической энергии ТЕ73 с коэффициентом активной мощности 0,4 и реактивной мощности 0,92, потребляемой мощностью 10 ВА, а также классом точности активной энергии 0,5S и реактивной энергии 1.

Полная суммарная мощность вторичной нагрузки находится по формуле 18:

$$\sum S_2 = \sqrt{(S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi)^2 + (S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (18)$$
$$\sum S_{2\text{приб}} = \sqrt{(1 + 5 + 10 \cdot 0,4)^2 + (10 \cdot 0,92)^2} = 13,59 \text{ ВА.}$$

Трансформатор напряжения должен пройти проверку по номинальному напряжению и загруженности вторичной нагрузки:



– Напряжение на высокой стороне 110 кВ, следовательно трансформатор напряжения не должен быть меньше этого напряжения. Номинальное напряжение сети трансформатора напряжения 110 кВ, значит по номинальному напряжению проходит;

– Полная суммарная мощность вторичной нагрузки не должна превышать номинальную мощность трансформатора напряжения. Так как номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения с классом точности 120 ВА больше полной суммарной мощности вторичной нагрузки в 13,59 ВА, то по данному критерию трансформатор напряжения проходит проверку.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям проверки.

На стороне ВН есть шесть разъединителей горизонтально-поворотного типа с полимерной изоляцией: четыре разъединителя РГНП-2-110/1000 УХЛ1: и два разъединителя РГНП-1б-110/1000 УХЛ1.

Так как разъединители отличаются только заземляющими ножами, а электрическими свойствами одинаковые то проведем проверку сразу для двух вариаций разъединителя. Данные разъединители рассчитаны на номинальное напряжение 110 кВ и номинальный ток 1000 А.

Разъединители проверяется по четырем параметрам:

– Напряжение на высокой стороне 110 кВ, следовательно разъединители не должен быть меньше этого напряжения. Номинальное напряжение сети разъединителей 110 кВ, значит по номинальному напряжению проходят.

– Рабочий ток не должен превышать номинальный ток в 1000 А. Рабочий ток рассчитывается по формуле 19:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (19)$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,21 \text{ А.}$$

По рабочему току разъединители проходят проверку, т.к. рабочий ток разъединителей 131,21 А не превышает номинальный ток в 1000 А.

– По электродинамической стойкости должно сойтись следующие условие: ударный ток в точке  $K_1$ , найденный в разделе 2, не должен превышать ток электродинамической стойкости. По данному параметру разъединители прошли проверку т.к. ударный ток, равный 14,69 кА, больше тока электродинамической стойкости, равный 80 кА.

– Проведем проверку по термической стойкости. Время отключения разъединителя рассчитывается по формуле 20:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (20)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{пв.откл}}$  – полное время отключения выключателя, с.

Расчетный тепловой импульс рассчитывается по формуле 21:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (21)$$

где  $I_{\text{п,о}}^2$  – периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

Так как есть несколько вариантов заменять высоковольтный выключатель, то проведем последующие проверки разъединителя при установке каждого выключателя.

Проверка на термическую стойкость при замене на элегазовый высоковольтный выключатель типа ВГТ приведена ниже. Время отключения разъединителя найдем по формуле 20:

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

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{\text{к.расч}} = (5,77 \cdot 10^3)^2(0,065 + 0,03) = 3,16 \text{ МА}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как полное время отключения разъединителя  $t_{\text{откл}}$ , равное 0,065 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_{\text{T}}$ , равное 3 с, то тепловой импульс разъединителя найдем по формуле 22:

$$B_{\text{к.раз}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (22)$$

Рассчитаем тепловой импульс разъединителя по формуле 22:

$$B_{\text{к.раз}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ МА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка на термическую стойкость при замене на вакуумный высоковольтный выключатель типа ВРС приведена ниже. Время отключения разъединителя найдем по формуле 20:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с.}$$

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{\text{к.расч}} = (5,77 \cdot 10^3)^2(0,075 + 0,03) = 3,5 \text{ МА}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как полное время отключения разъединителя  $t_{\text{откл}}$ , равное 0,075 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_{\text{T}}$ , равное 3 с, то тепловой импульс разъединителя рассчитаем по формуле 22:

$$B_{\text{к.раз}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 74,42 \text{ MA}^2 \cdot \text{с.}$$

По термической стойкости данные разъединители проверку проходят при замене высоковольтного выключателя на выключатель с элегазовой изоляцией и замене на выключатель с вакуумной изоляцией, следовательно разъединители РГНП-2-110/1000 УХЛ1 и РГНП-1б-110/1000 УХЛ1 удовлетворяют всем условиям проверки.

### **Вывод**

Проверено высоковольтное оборудование: трансформатор напряжения НАМИ-110-0,2-120 УХЛ1 и два разъединителя РГНП-2-110/1000 УХЛ1 и РГНП-1б-110/1000 УХЛ1 и превышения допустимых параметров не обнаружено.

#### **4 Замена трансформатора тока и высоковольтного выключателя**

На подстанции «Подгорное» есть шесть однофазных масляных трансформаторов тока типа ТОМ-110-III 0,2-150/5 УХЛ1 предназначенные для работы в трехфазной группе и установлены с каждой стороны блока выключателя и два трехфазных масляных высоковольтных выключателя типа ВМТ-110Б-25-1250 УХЛ1. Данный вид выключателя, как и трансформатор тока морально устарело, т.е. не соответствует современным требованиям, поэтому это оборудование требуется заменить.

Замена высоковольтного выключателя будет производиться на элегазового и вакуумного типа, а трансформатор тока на элегазового типа. Так как трансформаторы тока и высоковольтные выключатели находятся рядом друг с другом, но на отдельных опорах, значит устанавливать будем на заводской двухопорной металлоконструкции для экономии места.

Есть два варианта замены оборудования:

– Элегазовый высоковольтный выключатель типа ВГТ-110 совместно с тремя элегазовыми трансформаторами тока типа ТРГ-110 на заводской двухопорной металлоконструкции завода «Уралэлектротяжмаш» (УЭТМ).

– Вакуумный высоковольтный выключатель типа ВРС-110 с тремя элегазовыми трансформаторами тока типа ТРГ-110 на заводской двухопорной металлоконструкции продукции Ровенского завода высоковольтной аппаратуры (РЗВА).

Элегазовый трансформатор тока типа ТРГ-110-III-0,2-150/5 УХЛ1 соответствует по электрическим параметрам текущему масляному трансформатору тока на подстанции ТОМ-110-III 0,2-150/5 УХЛ1. Но по ряду достоинств эгазазовой изоляции по сравнению масляной и использованию на двухопорной конструкции вместе с высоковольтным выключателем для экономии места, становится очевидно преимущество элегазового исполнения перед масляным.

Берем для двух вариантов одинаковый. Данный трансформатор тока имеет рымовидную конструкцию блока вторичных обмоток и рассчитан на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный первичный ток 150 А, номинальный вторичный ток 5 А и имеет класс точности вторичных обмоток 0,2. Степень загрязнения III-сильная, значит длина пути утечки 2,5 см/кВ. Климатическая зона умеренного и холодного климата [12], [19].

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

Напряжение на высокой стороне 110 кВ, следовательно трансформатор тока не должен быть меньше этого напряжения. Номинальное напряжение сети трансформатора тока 110 кВ, значит по номинальному напряжению проходит.

Рабочий ток не должен превышать номинальный первичный ток. Рабочий ток трансформатора тока соответствует рабочему току разъединителю из третьего раздела. Рабочий ток, равный 131,21 А, соответствует ближайшему номинальному первичному току равному 150 А, следовательно недогрузка первичной обмотки минимальна.

По электродинамической стойкости должно сойтись следующие условие: ударный ток в точке  $K_1$ , найденный в разделе 2, не должен превышать ток электродинамической стойкости. По данному параметру трансформатор тока прошел проверку т.к. ударный ток, равный 14,69 кА, больше тока электродинамической стойкости, равный 102 кА.

Проведем проверку трансформатора тока на термическую стойкость.

Так как есть несколько вариантов заменять высоковольтный выключатель, то проведем последующие проверку трансформатора тока при установке каждого выключателя.

Проверка на термическую стойкость при замене на элегазовый высоковольтный выключатель типа ВГТ приведена ниже. Время отключения трансформатора тока найдем по формуле 20:

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

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{к.расч} = (5,77 \cdot 10^3)^2(0,065 + 0,03) = 3,16 \text{ MA}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как полное время отключения трансформатора тока  $t_{откл}$ , равное 0,065 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_T$ , равное 3 с, то тепловой импульс трансформатора тока рассчитаем по формуле 22:

$$B_{к.ТТ} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ MA}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка на термическую стойкость при замене на вакуумный высоковольтный выключатель типа ВРС приведена ниже. Время отключения трансформатора тока найдем по формуле 20:

$$t_{откл} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с.}$$

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{к.расч} = (5,77 \cdot 10^3)^2(0,075 + 0,03) = 3,5 \text{ MA}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как полное время отключения трансформатора тока  $t_{откл}$ , равное 0,075 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_T$ , равное 3 с, то тепловой импульс трансформатора тока рассчитаем по формуле 22:

$$B_{\text{к,расч}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 74,42 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}.$$

По термической стойкости данный трансформатор тока проверку проходит при замене высоковольтного выключателя на выключатель с элегазовой изоляцией и замене на выключатель с вакуумной изоляцией.

Класс точности трансформатора тока 0,2, а по конструкции – трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией.

Проведем проверку по вторичной нагрузке [17]. При проверке вторичная нагрузка  $Z_2$  не должна превышать допустимую нагрузку  $Z_{2\text{ном}}$ . Так при номинальной вторичной нагрузке  $S_2$  в 50 ВА и номинальным вторичным током  $I_2$  в 5 А по формуле 23 найдем допустимую нагрузку:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (23)$$

Рассчитаем допустимую нагрузку по вторичной обмотке по формуле 23:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}.$$

Так как реактивное сопротивление в токовых цепях незначительно, то им можно пренебречь, следовательно полное сопротивление вторичной нагрузки будет равно активному сопротивлению вторичной нагрузки.

Вторичная активная нагрузка равна сумме сопротивлений приборов подключенных к трансформатору тока  $R_{\text{приб}}$ , проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходному сопротивлению контактов  $R_{\text{к}}$ , которое равно 0,05 Ом т.к. во вторичную обмотку подключено три прибора:



- один трехфазный цифровой амперметр ЦП-А72 с коэффициентом мощности 1, потреблением мощности 0,5 ВА и классом точности 0,5;
- один трехфазный цифровой ваттметр СР3001 с коэффициентом мощности 1, потреблением мощности 5 ВА и классом точности 0,5;
- трехфазный счетчик активной и реактивной электрической энергии ТЕ73 с коэффициентом активной мощности 0,4 и реактивной мощности 0,92, потребляемой мощностью 10 ВА, а также классом точности активной энергии 0,5S и реактивной энергии 1.

Зная полную суммарную мощность приборов, которая вышла 15,5 ВА и номинальный вторичный ток в 5 А найдем активное сопротивление приборов по формуле 24:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (24)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{15,5}{5^2} = 0,31 \text{ Ом.}$$

Учитывая, что вторичная полная нагрузка не должна превышать сумму сопротивлений приборов подключенных к трансформатору тока, проводов и переходному сопротивлению контактов, то выразим сопротивление проводов по формуле 25:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (25)$$

$$R_{\text{пр}} \leq 2 - 0,31 - 0,05 = 1,64 \text{ Ом.}$$

Раз сопротивление проводов не должно превышать 1,64 Ом, а также известно удельное сопротивление провода с медной жилой  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot$

мм<sup>2</sup>/м и расчетная длина провода  $l = 80$  м найдем сечение соединительных проводов по формуле 26:

$$s = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (26)$$
$$s = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,31} = 4,52 \text{ мм}^2.$$

Сечение соединительных проводов вышло 4,52 мм<sup>2</sup>, следовательно выбираем номинальное сечение токопроводящей жилы 5 мм<sup>2</sup>.

Таким образом, выбранный трансформатор тока ТРГ-110-III-0,2-150/5 УХЛ1 удовлетворяет всем условия выбора и проверки.

Высоковольтный выключатель, в отличие от трансформатора тока, выбирать будем из двух вариантов: элегазовый высоковольтный выключатель типа ВГТ-УЭТМ-110 III-40/3150 ХЛ1 и вакуумный высоковольтный выключатель ВРС-110 III-31,5/2500 УХЛ1.

Высоковольтные выключатели по техническим характеристикам одинаковы: по номинальному напряжению в 110 кВ и III степенью загрязнения изоляции, а отличаются только номинальным током отключения 31,5 кА и номинальным током . Номинальный ток отключения больше у выключателя ВГТ 40 кА, чем у выключателя ВРС 31,5 кА и номинальный ток больше у выключателя ВГТ 3150 А, чем у выключателя ВРС 2500 А [1], [14].

Прежде чем сравнивать достоинства и недостатки элегазовой и вакуумной изоляции проведем проверку по следующим параметрам:

Напряжение на высокой стороне 110 кВ, следовательно высоковольтные выключатели не должны быть меньше этого напряжения. Номинальное напряжение сети высоковольтных выключателей 110 кВ, значит по номинальному напряжению проходят.

Для высоковольтных выключателей ВГТ и ВРС рабочие токи отличаться не будут, как и максимальные токи: рабочий ток высоковольтных выключателей равен рабочему току разъединителей, найденный по формулы 19, который равен 131,21 А, а максимальный ток больше рабочего в 1,8 раз, следовательно равен 236,18 А.

Проверку высоковольтный выключатель пройдет в том случае, если рабочий ток в 131,21 А и максимальный ток в 236,18 А не будут превышать номинальный ток выключателя. Оба выключателя прошли проверку: номинальный ток у выключателя ВГТ 3150 А, а у выключателя ВРС 2500 А, хоть оба высоковольтных выключателя прошли проверку по данному параметру, но элегазовый выключатель типа ВГТ справился с этой задачей лучше.

Проверку выключателей по отключающей способности производят по нескольким параметрам. По симметричному току отключения: периодическая составляющая тока КЗ в точке  $K_1$ , найденная в пункте 2, не должна превышать номинальный ток отключения. Оба выключателя прошли проверку: периодическая составляющая тока КЗ, равная 5,77 кА, не превышает номинальный ток отключения у выключателя ВГТ в 40 кА и выключателя ВРС в 31,5 кА. По симметричному току высоковольтный выключатель ВГТ справился с этой задачей лучше.

Проверку на отключение апериодической составляющей тока КЗ найдем по формуле 27:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}/100) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (27)$$

где  $i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}$ , кА;

$t_{\text{с.в.}}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$\beta_{\text{нор}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе найдем по формуле 28:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (28)$$

Проведем проверку для высоковольтного выключателя ВГТ по формуле 27-28:

$$\sqrt{2} \cdot 5,77 \cdot e^{\frac{-(0,1+0,035)}{0,3}} \leq \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40,$$
$$5,2 \text{ кА} \leq 22,63 \text{ кА}.$$

Проведем проверку для высоковольтного выключателя ВРС по формуле 27-28:

$$\sqrt{2} \cdot 5,77 \cdot e^{\frac{-(0,1+0,045)}{0,3}} \leq \left( \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 31,5,$$
$$5,03 \text{ кА} \leq 17,82 \text{ кА}.$$

Проверку на отключение аperiodической составляющей прошли оба высоковольтных выключателя, но больший запас по аperiodической составляющей тока КЗ у выключателя с элегазовой изоляцией.

По включающей способности нормированное мгновенное значение тока включения высоковольтного выключателя должно быть больше периодической составляющей тока КЗ, равная 5,77 кА, а также больше ударного тока, равного 14,69 кА. Хотя оба выключателя и прошли проверку: у элегазового выключателя ВГТ нормированное мгновенное значение тока включения 40

кА, а у вакуумного 31,5 кА, но запас по нормированному мгновенному значению тока включения больше у элегазового выключателя ВГТ.

По электродинамической стойкости должно сойтись два параметра: периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке  $K_1$ , найденная в разделе 2, не должна превышать действующее значение предельного сквозного тока высоковольтных выключателей, а также ударный ток в точке  $K_1$ , найденный в разделе 2, не должен превышать амплитудное значение предельного сквозного тока. По всем параметра выключатели прошли проверку, но элегазовый выключатель справился с этой задачей лучше.

Высоковольтный выключатель с элегазовой изоляцией типа ВГТ:

- действующее значение предельного сквозного тока, равное 40 кА, больше периодической составляющей тока КЗ, равное 5,77 кА;
- амплитудное значение предельного сквозного тока, равное 102 кА, больше ударного тока КЗ, равное 14,69 кА.

Высоковольтный выключатель с вакуумной изоляцией типа ВРС:

- действующее значение предельного сквозного тока, равное 31,5 кА, больше периодической составляющей тока КЗ, равное 5,77 кА;
- амплитудное значение предельного сквозного тока, равное 81 кА, больше ударного тока КЗ, равное 14,69 кА.

Проведем проверку высоковольтных выключателей на термическую 7

Время отключения элегазового высоковольтного выключателя найдем по формуле 20:

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

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{\text{к.расч}} = (5,77 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 3,16 \text{ МА}^2 \cdot \text{с.}$$

Так как полное время отключения высоковольтного выключателя  $t_{\text{откл}}$ , равное 0,065 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_{\text{T}}$ , равное 3 с, то тепловой импульс высоковольтного выключателя рассчитаем по формуле 22:

$$B_{\text{к.выкл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \text{ MA}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость при замене на вакуумный высоковольтный выключатель типа ВРС приведена ниже. Время отключения высоковольтного выключателя найдем по формуле 20:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}.$$

Рассчитаем расчетный тепловой импульс по формуле 21:

$$B_{\text{к.расч}} = (5,77 \cdot 10^3)^2 (0,075 + 0,03) = 3,5 \text{ MA}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как полное время отключения высоковольтного выключателя  $t_{\text{откл}}$ , равное 0,075 с, не превышает длительности протекания тока термической устойчивости  $t_{\text{T}}$ , равное 3 с, то тепловой импульс высоковольтного выключателя рассчитаем по формуле 22:

$$B_{\text{к.расч}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,075 = 74,42 \text{ MA}^2 \cdot \text{с}.$$

По термической стойкости оба выключателя прошли проверку, но больший запас по термической стойкости у выключателя с элегазовой изоляцией.

Высоковольтный выключатель с элегазовой изоляцией ВГТ и высоковольтный выключатель с вакуумной изоляцией ВРС удовлетворяют всем условиям выбора и проверки. По результатам проверки высоковольтный выключатель ВГТ по всем рассчитанным параметрам превосходит высоковольтного выключателя ВРС. Разберем достоинства и недостатки выключателей.

Элегазовый высоковольтный выключатель ВГТ применяет в качестве изоляции элегаз SF<sub>6</sub>. Изоляция с элегазом превосходит по свойствам изоляцию с вакуумом, но элегаз текуч в следствии чего необходимо высококачественные уплотнения резервуаров и магистралей, а у вакуумного высоковольтный выключатель ВРС в качестве изоляции используется вакуум, следовательно исключено загрязнение окружающей среды.

Вакуумный выключатель может применять на более низких температурах, вплоть до до -60°C, чем элегазовый выключатель, но так как в Воронеже средняя минимальная температура в феврале -9,3°C то данное достоинство можно не учитывать.

Элегазовый выключатель обладает более высокими номинальным током и номинальным током отключения чем вакуумный выключатель. К тому же элегазовый выключатель дешевле вакуумного выключателя.

Так по результатам проверки высоковольтных выключателей и многочисленным плюсам элегазовых выключателей перед вакуумных выключателей то предпочтение отдаем элегазовым высоковольтным выключателям типа ВГТ завода «Уралэлектротяжмаш».

## **Вывод**

Проведена замена силового выключателя на современный элегазовый высоковольтный выключатель производства типа ВГТ завода «Уралэлектротяжмаш».

## 5 Расчет заземления подстанции

В данном разделе произведем расчеты заземления на подстанции «Подгорное» [4]. Подстанция имеет размеры 90 м × 45 м и площадь.  $S = 4050 \text{ м}^2$ . Однородный слой грунта это суглинок с удельным сопротивлением  $\rho_r = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно  $R_{з,доп} = 0,5 \text{ Ом}$ . Глубина заложения заземлителей от земли  $t=0,5 \text{ м}$ .

Напряжение на заземлителе при отключении тока КЗ найдем по формуле 29:

$$U_з = \frac{U_{пр,доп}}{K_{н.п}}, \quad (29)$$

где  $U_{пр,доп}$  – наиболее допустимое напряжение прикосновения, В;

$K_{н.п}$  – коэффициент напряжения прикосновения.

Наиболее допустимое напряжение прикосновения находим из документа 12.1.038-82 табл.2., которое равно 550 В, т.к.  $t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$  при выбранным высоковольтным выключателем ВГТ [15].

Коэффициент напряжения прикосновения найдем по формуле 30:

$$K_{н.п} = \frac{0,5\beta}{\left(\frac{l_в L_г}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (30)$$

где  $l_в=10 \text{ м}$  – длина заземлителя вертикального типа;

$L_г=920 \text{ м}$  – длина заземлителей горизонтального типа;

$a=10 \text{ м}$  – расстояние между вертикальными заземлителями.

Коэффициент  $\beta$  найдем по формуле 31:



$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_r}, \quad (31)$$

где  $R_q=1000$  Ом – сопротивление человека.

Рассчитаем коэффициент  $\beta$  по формуле 31:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 80} = 0,89.$$

Рассчитаем коэффициент напряжения прикосновения по формуле 30:

$$K_{н.п} = \frac{0,5 \cdot 0,89}{\left( \frac{10 \cdot 920}{10 \cdot \sqrt{4050}} \right)^{0,45}} = 0,134.$$

Рассчитаем напряжение на заземлителе при отключении тока КЗ по формуле 29:

$$U_з = \frac{550}{0,134} = 4099 \text{ В.}$$

По ПУЭ 7, пункту 1.7.89 напряжение на заземлителе при отключении тока КЗ не должно превышать 10 кВ, следовательно данное условие выполняется т.к. напряжение на заземлителе при отключении тока КЗ получилось 4,099 кВ [8].

Число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя найдем по формуле 32 и округлим в большую сторону:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (32)$$
$$m = \frac{920}{2 \cdot \sqrt{4050}} - 1 = 6,23, m = 7.$$

Длину полос в расчетной модели найдем по формуле 33:

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m + 1), \quad (33)$$
$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{4050}(7 + 1) = 1018 \text{ м}$$

Длину сторон ячейки найдем по формуле 34:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (34)$$
$$b = \frac{\sqrt{4050}}{7} = 9,09 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей найдем по формуле 35 и округлим в большую сторону:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_B}, \quad (35)$$
$$n_B = \frac{\sqrt{4050} \cdot 4}{10} = 25,46, n_B = 26.$$

Общую длину вертикальных заземлителей найдем по формуле 36:

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (36)$$

$$L_B = 10 \cdot 26 = 260 \text{ м.}$$

Относительную глубину погружения вертикальных электродов найдем по формуле 37:

$$l_o = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (37)$$

$$l_o = \frac{10 + 0,5}{\sqrt{4050}} = 0,165 \text{ м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя найдем по формуле 38:

$$R_3 = A \frac{\rho_\Gamma}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_\Gamma}{L_\Gamma + L_B}, \quad (38)$$

где  $A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$ .

Рассчитаем общее сопротивление заземлителя по формуле 38:

$$R_3 = 0,31 \frac{80}{\sqrt{4050}} + \frac{80}{920 + 260} = 0,452 \text{ Ом,}$$

где  $A = 0,444 - 0,84 \frac{10 + 0,5}{\sqrt{4050}} = 0,31$ .

Допустимое сопротивление заземляющего устройства  $R_{з, доп} = 0,5 \text{ Ом}$  должно быть больше общего сопротивления заземлителя  $R_з = 0,452 \text{ Ом}$ , следовательно неравенство выполняется и применять действия для снижения напряжения прикосновения не нужно.

### **Вывод**

Заземление подстанции «Подгорное» выполнено двадцати шестью заземлителями вертикального типа глубиной 10 м. расположенные по периметру подстанции. Сопротивления заземлителя не превышает допустимого сопротивления заземляющего устройства, следовательно, неравенство выполняется и применять действия для снижения напряжения прикосновения не нужно. Рассчитанное в данном разделе заземление подстанции позволит защитить электрооборудование подстанции от разрушающего воздействия повышенных токов, возникающих вследствие возникновения повреждений. Например, при коротких замыканиях на землю.

## 6 Расчет молниезащиты подстанции

В данном разделе произведем расчеты молниезащиты подстанции «Подгорное» [6]. Подстанция длиной  $a = 90$  м и шириной  $b = 45$  м имеет площадь  $S = 4050$  м<sup>2</sup>. Число часов грозových часов в году  $n$  в городе Воронеж составляет около 50 часов. Степень надежности молниезащиты составляет 95%. Всего на подстанции четыре молниеприемника. Самое ближайшее расстояние между молниеприемниками  $l_6$  составляет 22,9 м, а самой дальнее расстояние  $l_d$  составляет 36 м. На подстанции самый высокий объект  $h_x$  является комплектное распределительное устройство 6,2 м. Предельное расстояние между молниеприемника найдем по теореме Пифагора по формуле 39:

$$l_{\pi} = \sqrt{l_6^2 + l_d^2}, \quad (39)$$
$$l_{\pi} = \sqrt{22,9^2 + 36^2} = 42,67 \text{ м.}$$

Высота молниеотвода составляет меньше 30 м, значит условие защиты все территории имеет вид:  $l_{\pi} \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a$ . Найдем превышение высоты молниеотвода  $h_a$  над высотой защищаемого объекта  $h_x$  по формуле 40:

$$h_a \geq \frac{l_{\pi}}{8}, \quad (40)$$
$$h_a \geq \frac{42,67}{8} = 5,33 \text{ м.}$$

Полную высоту молниеотвода найдем по формуле 41:

$$h = h_x + h_a, \quad (41)$$

$$h = 6,2 + 5,33 = 11,53 \text{ м.}$$

Но так как на подстанции установлено порталы стальные ячейковые ПСЛ-110 Я2 с встроенным молниеотводом ТС-5С, то берем высоту портала с молниеотводом в качестве высоты молниеотвода 19,35 м

При высоте четырех молниеотводов в 19,35 м защита все подстанции должна быть обеспечена.

Высоту вершины конуса стержневого молниеотвода найдем по формуле 42:

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (42)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 19,35 = 17,8 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне земли найдем по формуле 43:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (43)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,35 = 29,02 \text{ м.}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта  $r_x$  найдем по формуле 44:

$$r_x = 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (44)$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left( 19,35 - \frac{6,2}{0,92} \right) = 18,92 \text{ м.}$$

Высоту средней части попарно взятых ближайших друг к другу молниеотводов найдем по формуле 45:

$$h_{min1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_6 - h), \quad (45)$$

$$h_{min1} = 17,8 - 0,14(22,9 - 19,35) = 17,3 \text{ м.}$$

Высоту средней части попарно взятых дальних друг от друга молниеотводов найдем по формуле 46:

$$h_{min2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_d - h), \quad (46)$$

$$h_{min2} = 17,8 - 0,14(36 - 19,35) = 15,47 \text{ м.}$$

Ширину средней части зоны попарно взятых ближайших друг к другу молниеотводов на уровне высоты защищаемого объекта найдем по формуле 47:

$$r_{min1} = r_0 \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}, \quad (47)$$

$$r_{min1} = 29,02 \cdot \frac{17,3 - 6,2}{17,3} = 18,62 \text{ м.}$$

Ширину средней части зоны попарно взятых дальних друг от друга молниеотводов на уровне высоты защищаемого объекта найдем по формуле 48:

$$r_{min2} = r_0 \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}, \quad (48)$$
$$r_{min2} = 29,02 \cdot \frac{15,47 - 6,2}{15,47} = 17,39 \text{ м.}$$

Число ударов молнии в подстанции в год найдем по формуле 49:

$$N = 0,06n(a + 10h) \cdot (b + 10h) \cdot 10^{-6}, \quad (49)$$
$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (90 + 10 \cdot 19,35) \cdot (45 + 10 \cdot 19,35) \cdot 10^{-6} = 0,203.$$

Число отключений подстанции найдем по формуле 50:

$$\gamma = N \cdot \varphi_n \cdot \varphi_i \cdot \varphi_g, \quad (50)$$

где  $\varphi_n = 10^{-3}$  – вероятность прорыва молнии сквозь зоны защиты молниеотводов;

$\varphi_i = 0,68$  – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии;

$\varphi_g = 0,7$  – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.



Рассчитаем отключения подстанции по формуле 50:

$$\gamma = 0,203 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,97 \cdot 10^{-4}.$$

Вероятное число лет работы подстанции без отключения от прямого удара молнии найдем по формуле 51:

$$m = \frac{1}{\gamma}, \quad (51)$$
$$m = \frac{1}{0,97 \cdot 10^{-4}} = 1,03 \cdot 10^4 \text{ лет.}$$

### **Вывод**

На подстанции «Подгорное» установлены порталы стальные ячейковые ПСЛ-110 Я2 с встроенным молниеотводом ТС-5С в количестве четырех штук. Высота портала считается с учетом высоты молниеотвода.

При высоте четырех молниеотводов в 19,35 м каждый, защита всей подстанции должна обеспечена.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе, целью которой являлась реконструкция электрической подстанции 110/10/10 «Подгорное», в ходе анализа электрической части подстанции на стороне высокого напряжения было выявлено необходимость реконструкции подстанции с целью увеличения надежности электроснабжения. В частности, замены двух высоковольтных выключателей ВМТ-110Б-25-1250 УХЛ1 и шести трансформаторов тока ТОМ-110-III 0,2-150/5 УХЛ1.

Силовые трансформаторы ТРДН 25000/110/10/10 УХЛ1 в замене не нуждаются т.к. коэффициент загрузки при параллельной работе двух трансформаторов составляет 0,413, что не превышает максимального допустимого коэффициента загрузки 0,7, следовательно в нормальном сможет работать без перегрузки и один трансформатор, также замена силовых трансформаторов на подстанции «Подгорное» была произведена в 2013 году, следовательно заменять трансформаторы по превышению сроков эксплуатации не требуется.

Рассчитав токи КЗ на стороне ВН и НН, проверили оборудование, которое не нуждается в замене: шесть трансформаторов напряжения НАМИ-110-0,2-120 УХЛ1, четыре разъединителя РГНП-2-110/1000 УХЛ1 и два разъединителя РГНП-16-110/1000 УХЛ1. В ходе проверки выяснили что данное высоковольтное оборудование не превышает допустимые параметры, а также оборудование не является устаревшем.

По результатам выбора и проверки, а также оценки достоинств и недостатков выключателей было принято решение заменить на выключатель с элегазовой изоляцией типа ВГТ-УЭТМ-110 III-40/3150 ХЛ1.

## Список используемых источников

1. ВРС110 // РЗВА. URL: [http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati\\_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv\\_1472638806/vrs110\\_1472638787.htm](http://www.rzva.ua/ru/produkcija/komutaciini-aparati_1472639412/vakuumni-vimikachi-110-kv_1472638806/vrs110_1472638787.htm) (дата обращения 18.02.2021).
2. ВЧ заградитель ВЗ-630 // ЭПРОМСТРОЙ электротехническая компания. URL: [https://www.epromstroy.ru/vch-zagraditeli-35-110-kv/vch-zagraditeli-35-110-kv\\_87.html?yclid=1349676413985532354](https://www.epromstroy.ru/vch-zagraditeli-35-110-kv/vch-zagraditeli-35-110-kv_87.html?yclid=1349676413985532354) (дата обращения 22.12.2020).
3. Заземлители типа ЗОН-110 // ЭнероПро. URL: [http://eneropro.ru/catalog/565/?\\_openstat=ZGlyZWN0LnIhbmRleC5ydTsxODU4OTU2MjSyMTcwMjYyOTkzO3lhbmRleC5ydTpwcmVtaXVt&yclid=1483168800321601362](http://eneropro.ru/catalog/565/?_openstat=ZGlyZWN0LnIhbmRleC5ydTsxODU4OTU2MjSyMTcwMjYyOTkzO3lhbmRleC5ydTpwcmVtaXVt&yclid=1483168800321601362) (дата обращения 25.12.2020).
4. Заземляющие устройства // Электроснабжение (спец. 000000) электронный учебно-методический комплекс. URL: <http://www.kgau.ru/distance/2013/et2/007/g114.htm> (дата обращения 27.03.2021).
5. Конденсаторы типов СМП(Б)-1102[402]3-6,4 У1 // МАШИН-ФОРМ.РУ технические характеристики промышленного оборудования. URL: <https://electro.mashinform.ru/kompensatory-dlya-emkostnoj-svyazi-otboramoshchnosti-i-delitelej-napryazheniya/kondensatory-tipov-smp-b-1102%5B4020%5D3-6-4-u1-obj3168.html> (дата обращения 21.12.2020).
6. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
7. Основные характеристики Российской электроэнергетики // Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения 09.12.2020).

8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002 г. – 496 с.
9. Справочные данные по трансформаторам с высшим напряжением 110 кВ // Электрические сети. URL: <https://leg.co.ua/info/transformatory/spravochnye-dannye-po-transformatoram-s-vysshim-napryazheniem-110-kv.html> (дата обращения 24.12.2020).
10. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И., - 2-е изд., стер. - Москва: Флинта, Издво Урал. ун-та, 2017. - 100 с. ISBN 978-5-9765-3134-5 – Текст: электронный. – URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/947712> (дата обращения: 30.11.2020).
11. Трансформаторы силовые масляные общего назначения // Электронный фонд правовых и нормативно-технических фондов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414?marker=7D20K3> (дата обращения 22.12.2020).
12. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ-110 // УЭТМ. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/> (дата обращения 16.02.2021)
13. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понижающей подстанции. Выполнение курсового проекта [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / Ю. В. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2020.
14. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ-110 // УЭТМ. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> (дата обращения 18.02.2021).
15. Электробезопасность // Электронный фонд правовых и нормативно-технических фондов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 29.03.2021).
16. ANALYSIS OF THE ELECTRICITY METERING SYSTEM FOR OWN ELECTRIC SUBSTATION NEEDS // DOAJ. URL:

<https://doaj.org/article/c767e0634d1c449e868be9dac4551409> (дата обращения 04.04.2021).

17. A Wireless System for Monitoring Leakage Current in Electrical Substation Equipment // DOAJ. URL: <https://doaj.org/article/30e1d29419734617a866df6effa6c637> (дата обращения 23.03.2021).

18. Modeling leakage current of ceramic insulators subject to high pollution levels for improving maintenance activities // DOAJ. URL: <https://doaj.org/article/e51420f8cbb84aa1af46377920897eb2> (дата обращения 07.05.2021).

19. Realization of the power-system protection functions for digital power stations and using of Elbrus computers // DOAJ. URL: <https://doaj.org/article/de6263b5e84f4e1fa6fb3af8865238f8> (дата обращения 16.04.2021).

20. Static Electricity as Part of Electromagnetic Environment on High-Voltage Electrical Substation // DOAJ. URL: <https://doaj.org/article/06c62a794e0346cf864e53298831fb13> (дата обращения 15.04.2021).