

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 подстанции 110/10кВ «Паклинская» с сооружением закрытого
распределительного устройства 110кВ

Обучающийся

И.Д. Севоднясев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

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

Консультант

к.филол.н., доцент, О.В. Мурдускина

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа представляет собой проект реконструкции электрической части понизительной подстанции с увеличением установленной мощности. Объект – подстанция «Паклинская» расположена в жилом районе города Челябинск. Принято решение при реконструкции, подстанцию «Паклинская» выполнить в закрытом исполнении с сооружением комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией на стороне 110 кВ. Представлены результаты выбора мощности силовых трансформаторов. Выполнен расчет токов короткого замыкания, а также расчет параметров оборудования распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ. спроектирована система молниезащиты и заземления закрытой подстанции, а также рассчитаны уставки дифференциальной защиты трансформатора выполненной на микропроцессорной базе.

Пояснительная записка выполнена на 69 листах, содержит 17 рисунков и 9 таблиц.

Abstract

The final qualifying work is a project for the reconstruction of the electrical part of the step-down substation with an increase in installed capacity. The object - substation "Paklinskaya" is located in a residential area of the Chelyabinsk city. It was decided during the reconstruction that the Paklinskaya substation should be made in a closed version with the construction of a complete switchgear with SF6 insulation on the 110 kV side. The results of choosing the power of power transformers are presented. The calculation of short-circuit currents, as well as the calculation of the parameters of the equipment of switchgear 110 kV and 10 kV, was carried out. the system of lightning protection and grounding of a closed substation was designed, and the settings of the differential protection of the transformer, made on a microprocessor base, were calculated.

The explanatory note is made on 69 pages, contains 17 figures and 9 tables.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание подстанции	7
1.1 Расположение подстанции	7
1.2 Загрузка объекта.....	8
1.3 Главная схема объекта.....	13
1.4 Описание направлений реконструкции объекта.....	15
2 Выбор оборудования.....	20
2.1 Выбор трансформаторов	20
2.2 Трехфазные токи короткого замыкания	33
2.3 Оборудование распределительных устройств	38
2.4 Компоновка схемы РУ 110 кВ	44
3 Защита оборудования подстанции	47
3.1 Несимметричные токи короткого замыкания	47
3.2 Дифференциальная защита трансформатора	50
3.3 Система заземления	56
3.4 Молниезащита	60
Заключение	63
Список используемых источников.....	67

Введение

Электроэнергетическая отрасль всегда являлась отраслью определяющей развитие страны. Такую роль, электроэнергетическая отрасль играет из-за того, что электрическая энергия используется повсеместно. Несмотря на тренд энергосбережения рост потребления электрической энергии постоянно растет. Это в первую очередь связано с увеличением устройств использующих электрическую энергию в бытовых целях, промышленных и общественных сферах. В крупных, развивающихся городах происходит рост населения, что требует строительства новых жилых районов и кварталов, которые в свою очередь не могут быть возведены без обеспечения их электрической энергии.

Кроме того, в крупных развивающихся городах наблюдается тенденция к повышению эстетики окружающих пространств. Строятся современные жилые комплексы в которых обеспечиваются все перечисленные факторы. Однако городская среда, также требует повышения эстетики зданий, сооружений и т.д. В этот момент, можно отметить, что строительство подстанций с сооружением открытых распределительных устройств, в границах жилых районов, является не перспективной. В густонаселенных районах необходимо отдавать предпочтение строительству закрытых подстанций, так как кроме эстетического вида, данные подстанции являются более безопасными.

При обеспечении электроснабжения потребителей электрической энергии всегда необходимо опираться на категории надёжности электроснабжения, которые определены в Правилах Устройства Электроустановок (ПУЭ) [15]. Соблюдение этих показателей позволят обеспечивать бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей. Однако, учитывая факт востребованности электрической энергии в бытовых целях, жители городов не готовы на долго оставаться без электроснабжения, а в ряде случаев отключения электрической энергии могут быть губительны для электрооборудования. Поэтому важной становится задача не только

обеспечить сам факт электроснабжения, но и обеспечить максимальную надежность и наиболее продолжительную работоспособность объектов электроэнергетики с соблюдением всех установленных правил.

Исходя из вышесказанного, тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как она направлена на решение как проблемы повышения эстетичности объекта электроэнергетической отрасли – подстанции, но и рассматривает вопросы повышения эффективности и безопасности использования объекта в жилом микрорайоне.

Согласно определенной теме ВКР, а также ее актуальности цель может быть сформулирована следующим образом: повышение установленной мощности подстанции с соблюдением требований надежности электроснабжения всех потребителей.

Достижение поставленной цели возможно за счет решения следующих задач:

- Анализ объекта и определение направлений реконструкции;
- Выбор оборудования для реконструкции объекта;
- Компоновка схемы объекта по результатам выбранного оборудования.

При выполнении ВКР планируется максимально использовать оборудование ведущих отечественных производителей, а выбор оборудования производить только с учетом действующих стандартов ПАО «Россети».

1 Описание подстанции

1.1 Расположение подстанции

Объект выпускной квалификационной работы – подстанция «Паклинская» расположена в г. Челябинске, Челябинской области. Год ввода подстанции в работы – 2007. Подстанция расположена в Калининском районе г. Челябинска на ул. Университетская Набережная. Расположение объекта ВКР на плане района г. Челябинск представлено на рисунке 1. Как можно увидеть на рисунке 1 подстанция расположена в жилом районе г. Челябинска [7]. По близости с объектом ВКР располагаются многоэтажные жилые дома, а также организации сферы обслуживания.



Рисунок 1 - Расположение объекта на плане района

Подстанция имеет «классическую» компоновку с открытым распределительным устройством 110 кВ (ОРУ 110) и закрытыми распределительными устройствами 10 кВ (ЗРУ 10). Компоновку оборудования подстанции можно рассмотреть на рисунке 2.



Рисунок 2 – Компонировка и размеры объекта

1.2 Загрузка объекта

На объекте установлено два ($n = 2$) силовых трансформатора (СТ) марки ТРДН 25000/110/10/10, номинальная мощность трансформатора $S_{T\text{ ном}} = 50000$ кВА. На 2021-2022 года на подстанции отсутствует свободная трансформаторная мощность, что говорит о том, что подстанция полностью загружена. Загрузка подстанции определяется исходя из ее установленной мощности, которая с учетом установленных СТ для объекта определится как:

$$S_{\text{уст}} = S_{T\text{ ном}} \cdot n = 25000 \cdot 2 = 50000 \text{ (кВА)} \quad (1)$$

Таким образом, для дальнейших расчетов можно принять, что загрузка объекта 100%. Поэтому расчетная мощность подстанции для разработки проекта реконструкции определится как $S_{\text{расч}} = S_{\text{уст}}$.

Расчетное значение активной мощности потребителей, подключенных к подстанции, определим исходя из нормируемых значений [17] коэффициента

активной мощности $\cos \varphi = 0,95$. Используя нормативное значение коэффициента активной мощности, расчетная активная мощность определим по выражению:

$$P_{\text{расч}} = S_{\text{расч}} \cdot \cos \varphi = 50000 \cdot 0,95 = 47500 \text{ (кВт)} \quad (2)$$

Далее определим расчетную реактивную мощность подстанции:

$$Q_{\text{расч}} = \sqrt{S_{\text{расч}}^2 - P_{\text{расч}}^2} \quad (3)$$

$$Q_{\text{расч}} = \sqrt{50000^2 - 47500^2} = 15612,49 \text{ (квар)}$$

Зная расчетные значения полной ($S_{\text{расч}}$), активной ($P_{\text{расч}}$) и реактивной ($Q_{\text{расч}}$) мощностей необходимо построить годовые графики нагрузки объекта, которые необходимы для выбора и проверки необходимости установки более мощных СТ на объекте. Упорядоченные годовые графики представлены на рисунках 3, 4, 5. Первая ступень каждого годового графика равна расчетному значению соответствующей мощности полученных в выражениях (2) и (3).

Все остальные ступени годовых графиков нагрузок определяются в процентном соотношении от первой ступени. Данные графики являются типовыми и применяются в учебном проектировании электрической части понизительных подстанций [18].

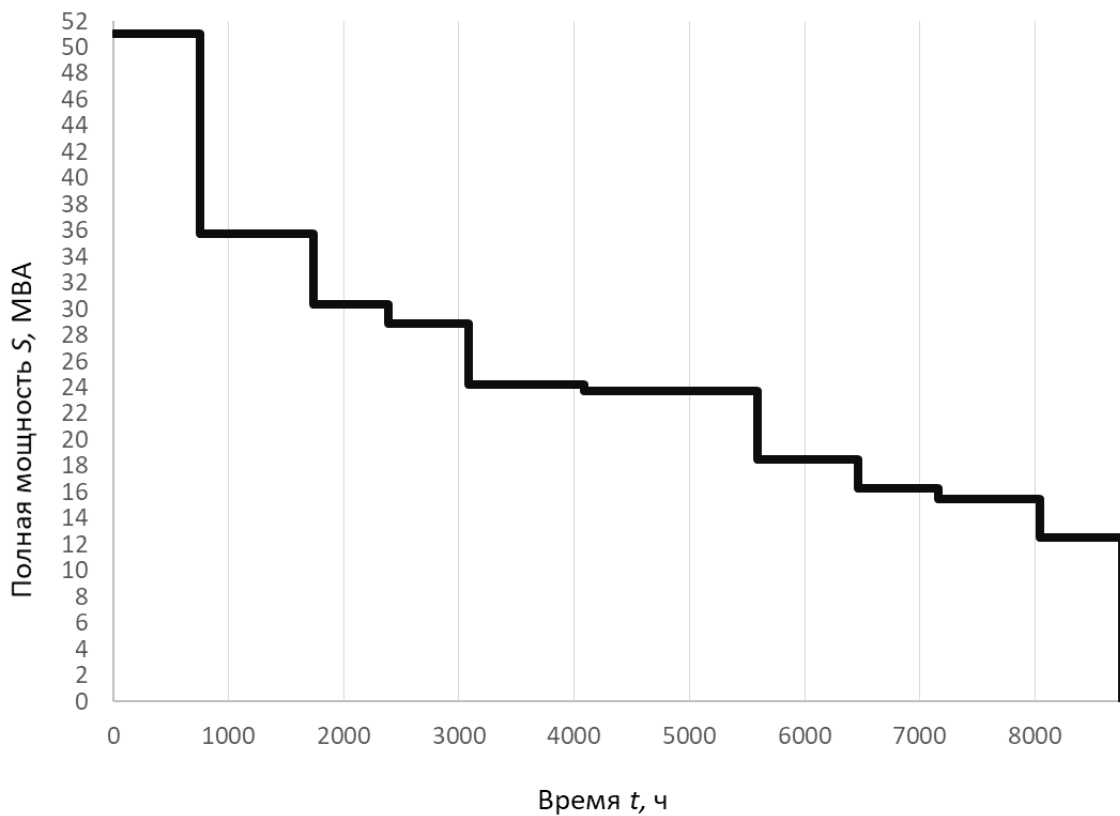


Рисунок 3 – Годовой график полной мощности

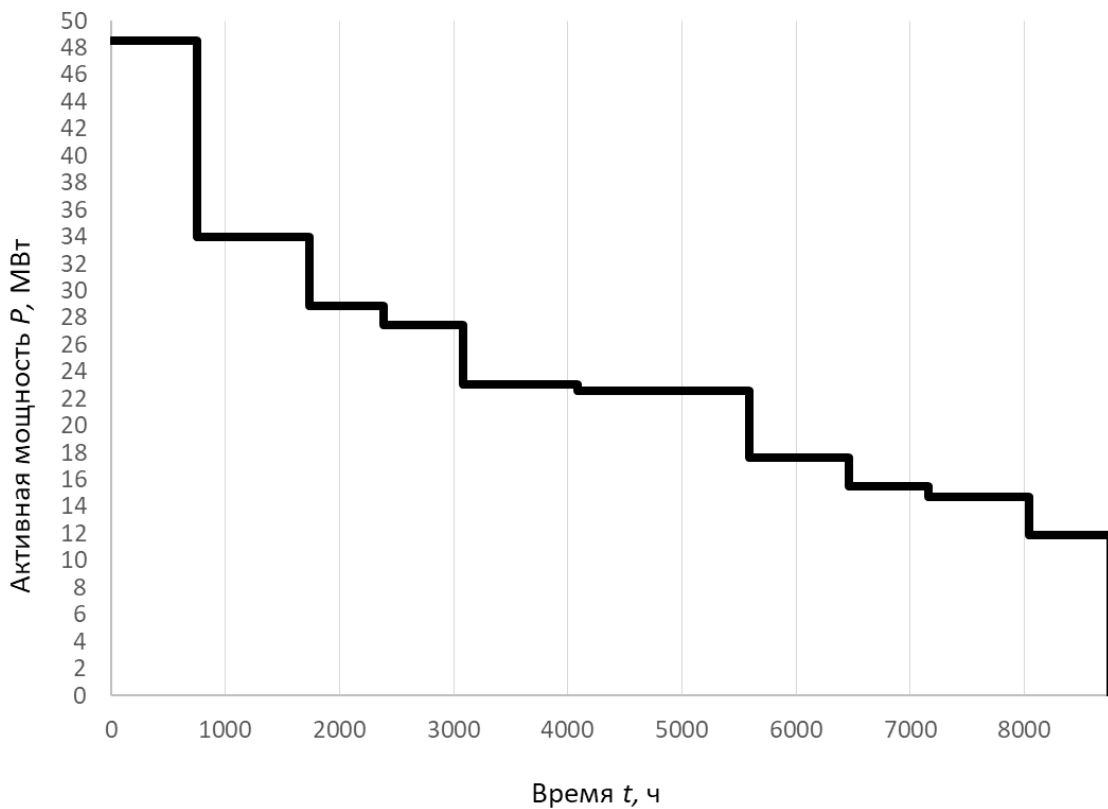


Рисунок 4 - Годовой график активной мощности

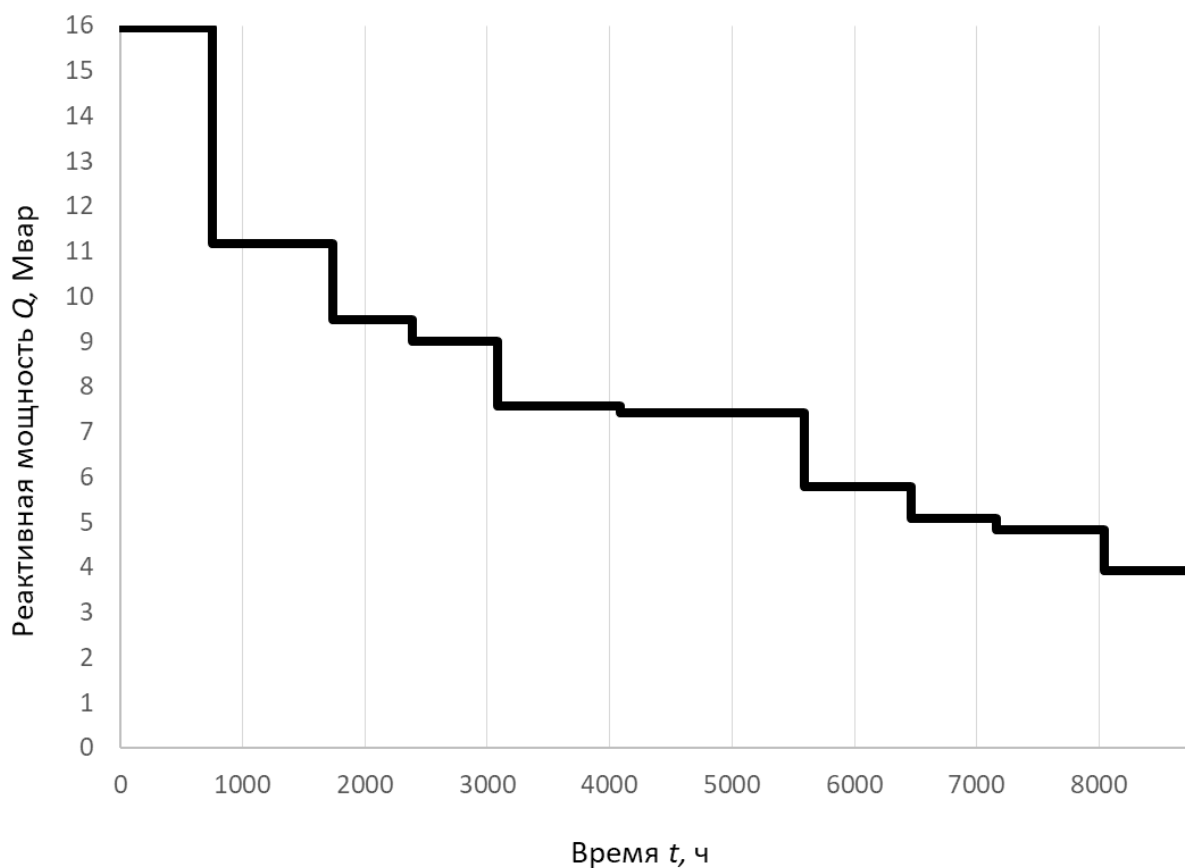


Рисунок 5 - Годовой график реактивной мощности

Составим таблицу 1 в которой отразим значения мощностей на каждой их ступеней годовых упорядоченных графиков нагрузок.

Таблица 1 – Значение мощностей каждой ступени годовых графиков

$t, \text{ч}$	$S, \text{кВА}$	$P, \text{кВт}$	$Q, \text{квар}$
750	50000	47500	15612,49
987	35735	33948,25	11158,25
650	30374,75	28856,01	9484,513
700	28856,01	27413,21	9010,287
1000	24239,05	23027,1	7568,641
1500	23754,27	22566,56	7417,268
875	18528,33	17601,91	5785,469
698	16304,93	15489,68	5091,213
879	15489,68	14715,2	4836,652
721	12546,64	11919,31	3917,688

Значение потребляемой электрической энергии определим используя данные таблицы 1 и график активной мощности по графику активной мощности (рисунок 4):

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^{10} P_i \cdot t_i \text{ (кВт} \cdot \text{ч)} \quad (4)$$

Расчет потребляемой электрической энергии выполним в таблице 2.

Таблица 2 - Расчет потребления электрической энергии

$t_i, \text{ ч}$	$P_i, \text{ кВт}$	$W_i, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$
750	47500	35625000
987	33948,25	33506922,75
650	28856,01	18756406,5
700	27413,21	19189247
1000	23027,1	23027100
1500	22566,56	33849840
875	17601,91	15401671,25
698	15489,68	10811796,64
879	14715,2	12934660,8
721	11919,31	8593822,51
$W_{\text{год}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$		211696467,5

Средняя активная мощность подстанции за год:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}} = \frac{211696467,5}{8760} = 24166,26341 \text{ (кВт)} \quad (5)$$

По значению $P_{\text{ср}}$ из выражения средняя среднегодовая загрузка подстанции составит:

$$k_{з \text{ ср}} = \frac{P_{\text{ср}}}{S_{\text{уст}} \cdot \cos \varphi} = \frac{24166,26341}{50000 \cdot 0,95} = 0,5 \quad (6)$$

Данный коэффициент загрузки является оптимальным для подстанций так как позволяет обеспечить питание всех потребителей при отключении одного из трансформаторов. Однако, данный коэффициент является достаточно высоким если оценивать его с точки зрения снижения потерь электрической энергии на подстанции.

Дополнительно определим показатели годовых графиков.

Коэффициент заполнения:

$$k_{зп} = \frac{P_{ср}}{P_{max}} = \frac{24166,26341}{47500} = 0,5 \quad (7)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{max} = \frac{W_t}{P_{max}} = \frac{211696467,5}{47500} = 4456,76 \text{ (ч)} \quad (8)$$

По значениям полученным в (7) и(8) можно утверждать, что подстанция 50% годового времени работает с максимумом мощности, таким образом СТ установленные на ПС работают с систематической допустимой минимальной перегрузкой.

1.3 Главная схема объекта

Показанная на рисунке 2 компоновка объекта, а также анализ источников [19], [20] позволяет определить схему подстанции «Паклинская» как схему 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Применение данной схемы на объекте позволяет сохранить в работе оба СТ при возникновении короткого замыкания на одной из питающих линий. Данная схема применима для проходных подстанций, питание которых, осуществляется по двум

воздушным линиям (ВЛ). Типовая схема 110-5Н показана на рисунке 6. Для ЗРУ 10 используется схема с двумя секционированными системами шин, так как установленные на объекте трансформаторы марки ТРДН имеют расщепленную обмотку низкого напряжения. При выполнении проекта реконструкции электрической части подстанции сохраняется схема РУ 110 и схема ЗРУ 10, так как тип и питание подстанции не меняются, а подключение новых линий со стороны 110 кВ не планируется.

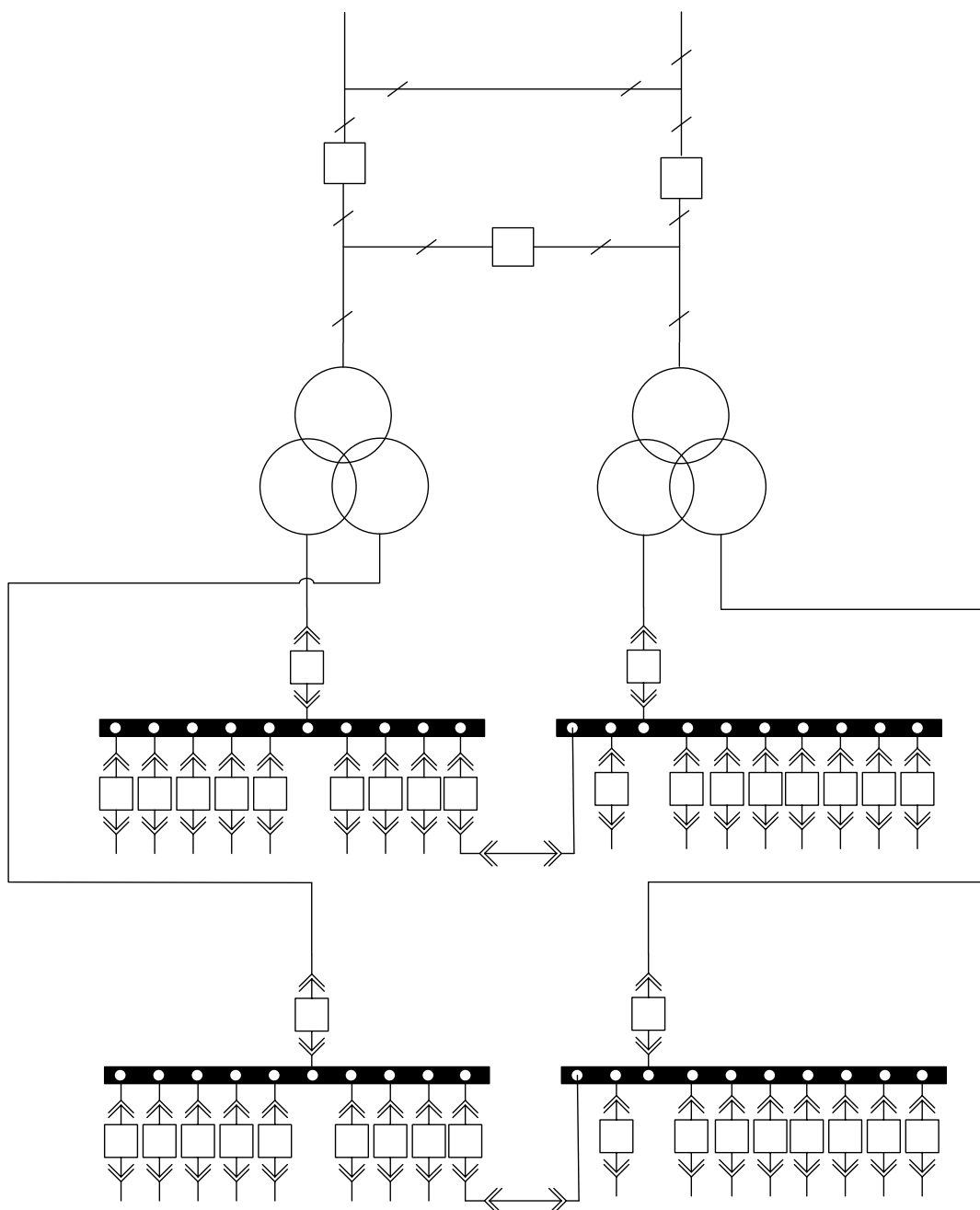


Рисунок 6 - Схема объекта

1.4 Описание направлений реконструкции объекта

При проведении реконструкции подстанции предлагается использовать современные технические решения. Базовым и определяющим решением при разработке проекта реконструкции предлагается применение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) [22], [23]. Данное проектное решение имеет преимущества по сравнению с традиционными [26]:

- уменьшение площади занимаемым оборудованием подстанции;
- высокая взрыво- и пожаробезопасность;
- отсутствие электромагнитных полей;
- высокая скорость проведения работ по монтажу оборудования.

Главная схема подстанции, определенная ранее и представленная на рисунке 6 со стороны 110 кВ останется без изменений, то есть сохранится схема 110-5Н. Для распределительного устройства 10 кВ сохранится схема – две, секционированные выключателем системы шин [8], [20] и [19].

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) выполняется с использованием модулей [2]:

- Высоковольтный выключатель,
- Разъединитель-заземлитель;
- Быстродействующий заземлитель;
- Трансформатор ток;
- Трансформатор напряжения;
- Блок ввода;
- Блок токопровода.

Модульно-блочная конструкция КРУЭ позволяет выполнять любые компоновки схем распределительных устройств. Для объекта со схемой РУ 110 - 110-5Н необходимо использовать следующие модули представленные в таблице 3.

Таблица 3 - Описание модулей КРУЭ

Код модуля	Назначение модуля	Изображение модуля
КРУЭ-М-1	Высоковольтный выключатель	рисунок 7а
КРУЭ-М-2	Воздушный ввод	рисунок 7б
КРУЭ-М-3	Ограничитель перенапряжений	рисунок 8а
КРУЭ-М-4	Трансформатор напряжения	рисунок 8б
КРУЭ-М-5	Трансформатор тока	рисунок 9а
КРУЭ-М6, КРУЭ-М-7, КРУЭ-М-8	Соединительные блоки	рисунок 9б
КРУЭ-М-9	Быстродействующий разъединитель	рисунок 10а
КРУЭ-М-10	Разъединителя - заземлитель	рисунок 10б

Проектирование распределительных устройств с использованием КРУЭ упрощает процесс выбора оборудования, так как при использовании КРУЭ выбираются модули только одного производителя, которые, кроме того, обеспечивают высокую скорость монтажных работ.

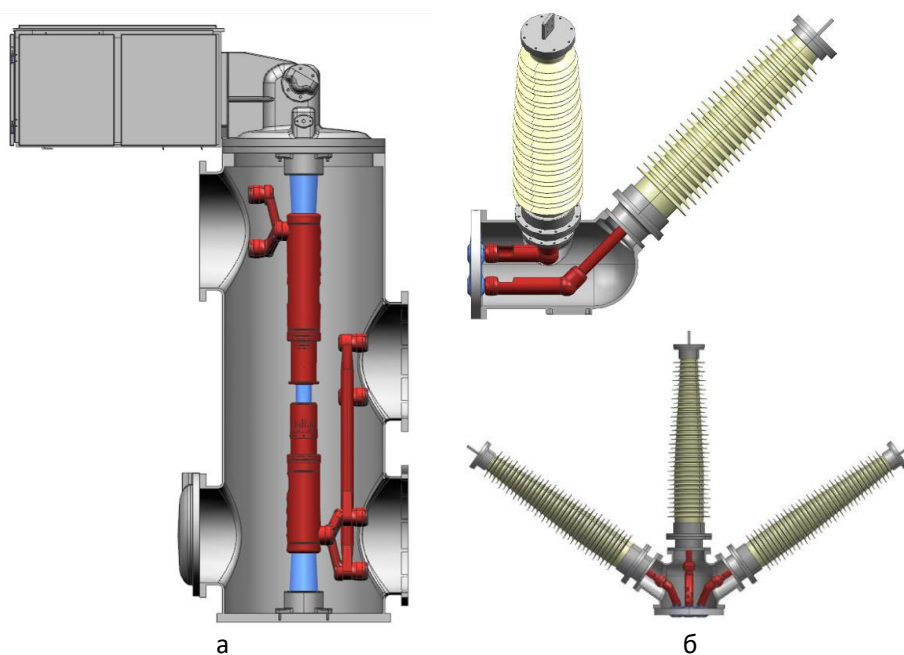


Рисунок 7 - Модуль высоковольтного выключателя и модуль воздушного ввода

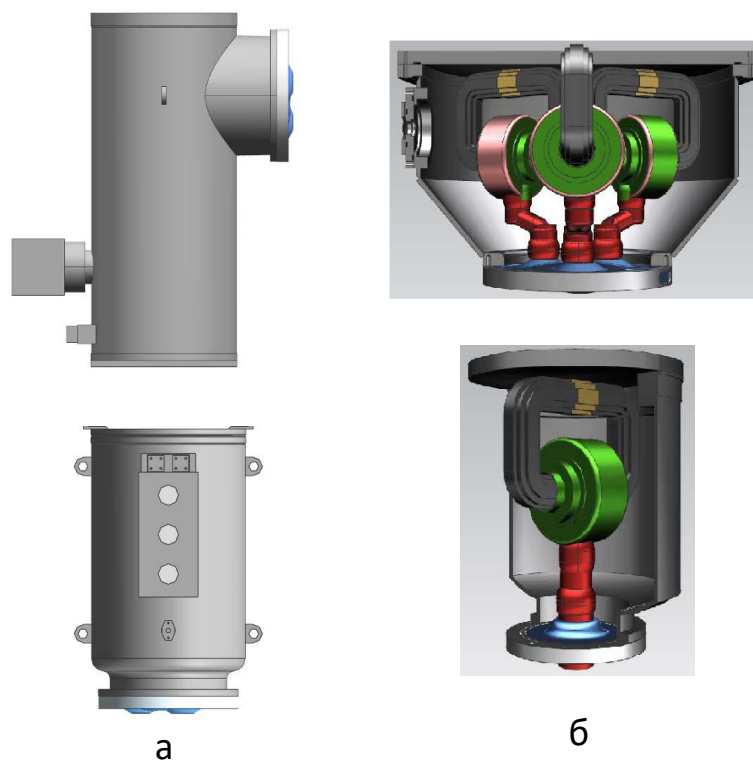


Рисунок 8 - Модуль ограничителя перенапряжений нелинейного и модуль трансформатора напряжения

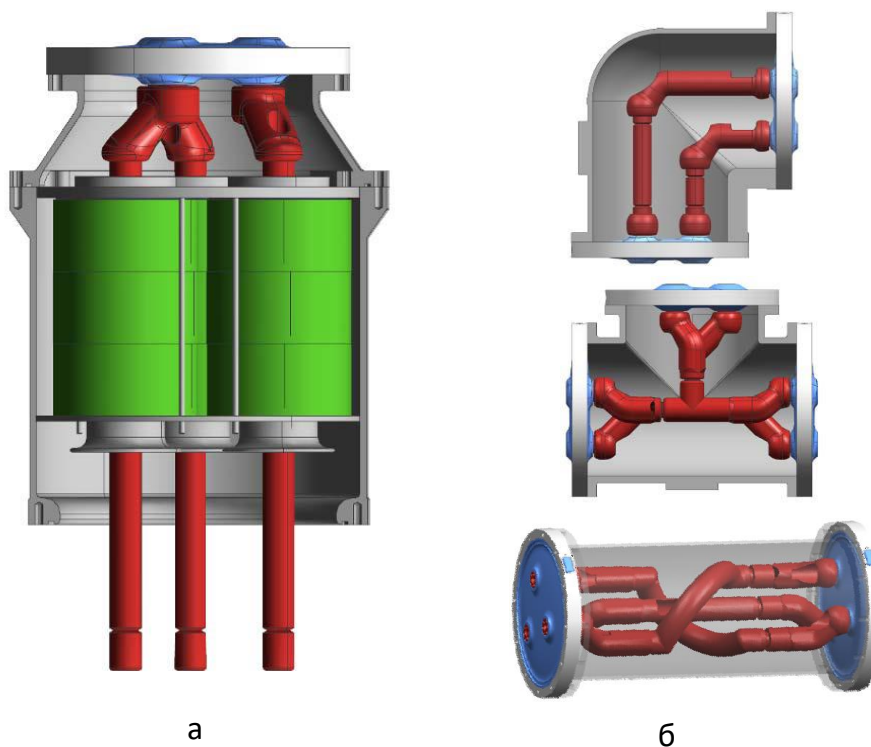


Рисунок 9 - Модуль измерительного трансформатора тока и модули соединительные

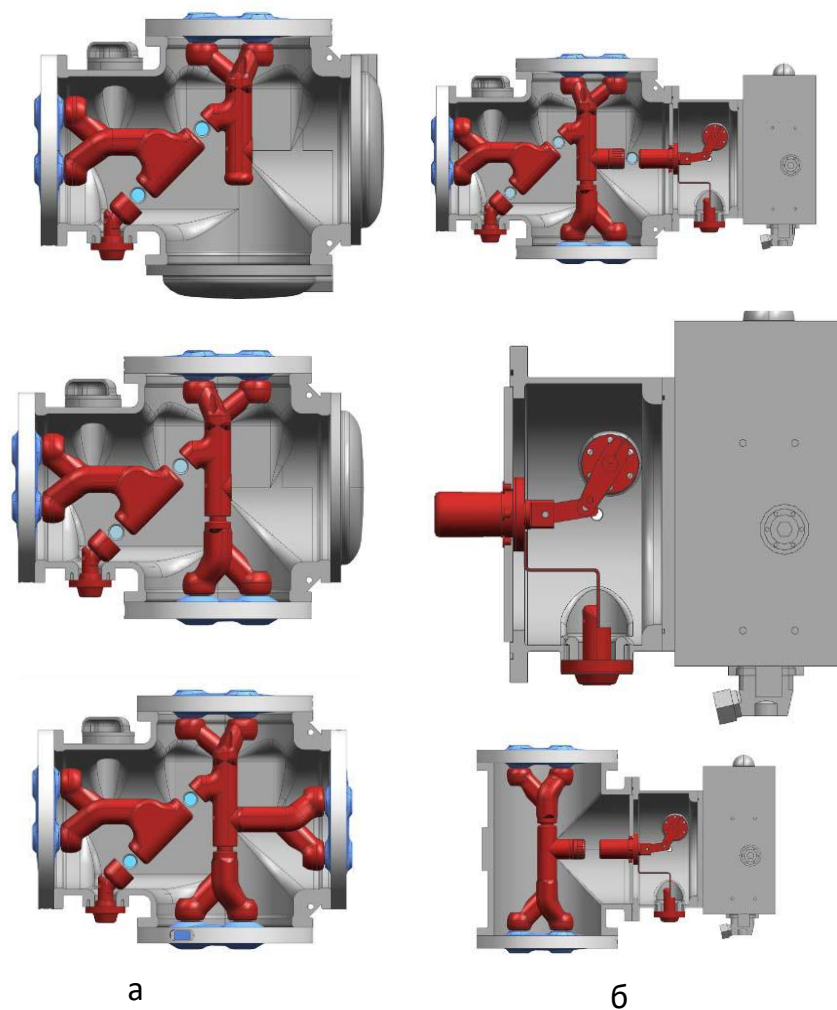


Рисунок 10 - Модуль быстродействующего разъединителя и модуль разъединителя-заземлителя

Выводы по разделу 1. Определено расположение подстанции на плане Калининского района г. Челябинска. Подстанция расположена на ул. Университетская Набережная. Установлено, что на подстанции в эксплуатации находятся два силовых трансформатора ТРДН 25000/110/10/10. Определена $S_{уст} = 50000$ кВА, а также значения $P_{расч} = 47500$ кВт и реактивной $Q_{расч} = 15612,49$ квар. По данным значениям построены годовые упорядоченные графики полной, активной и реактивной мощностей. Определено значения потребляемой энергии в год $W_{год} = 211696467,5$ кВт·ч. Для годового графика активной мощности также определено значение показателей среднегодовой мощности $P_{ср} = 24166,26341$ кВт, коэффициент заполнения графика $k_{зп} = 0,5$, а также число часов использования максимума

нагрузок $T_{max} = 4456,76$ ч. По этим значениям можно утверждать, что подстанция 50% годового времени работает с максимумом мощности, таким образом СТ установленные на ПС работают с систематической допустимой минимальной перегрузкой. Значение найденного среднегодового коэффициента загрузки $k_{з\text{ ср}} = 0,5$ позволяет утверждать, что значение является достаточно высоким с точки зрения снижения потерь электрической энергии на подстанции, однако с точки зрения эксплуатации СТ данное значение является удовлетворительным, но не позволяет производить подключение новых потребителей к подстанции.

При проведении реконструкции подстанции предлагается использовать современные технические решения. Базовым и определяющим решением при разработке проекта реконструкции – применение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией, которые позволят достичь уменьшение площади занимаемым оборудованием подстанции; высокая взрыво- и пожаробезопасность; отсутствие электромагнитных полей; высокая скорость проведение работ по монтажу оборудования.

2 Выбор оборудования

2.1 Выбор трансформаторов

В первом разделе определены исходные данные для выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов объекта [5]. Как было отмечено среднегодовой коэффициент загрузки определённый в (6) $k_{з\text{ ср}} = 0,5$ не является оптимальным с точки зрения срока службы и потерь электрической энергии в трансформаторе согласно исследованию [13]. По данным [25] оптимальный коэффициент загрузки находится в пределах (0,4 ... 0,5). На рисунке 11 представлена зависимость относительного срока службы СТ от коэффициента загрузки [18].

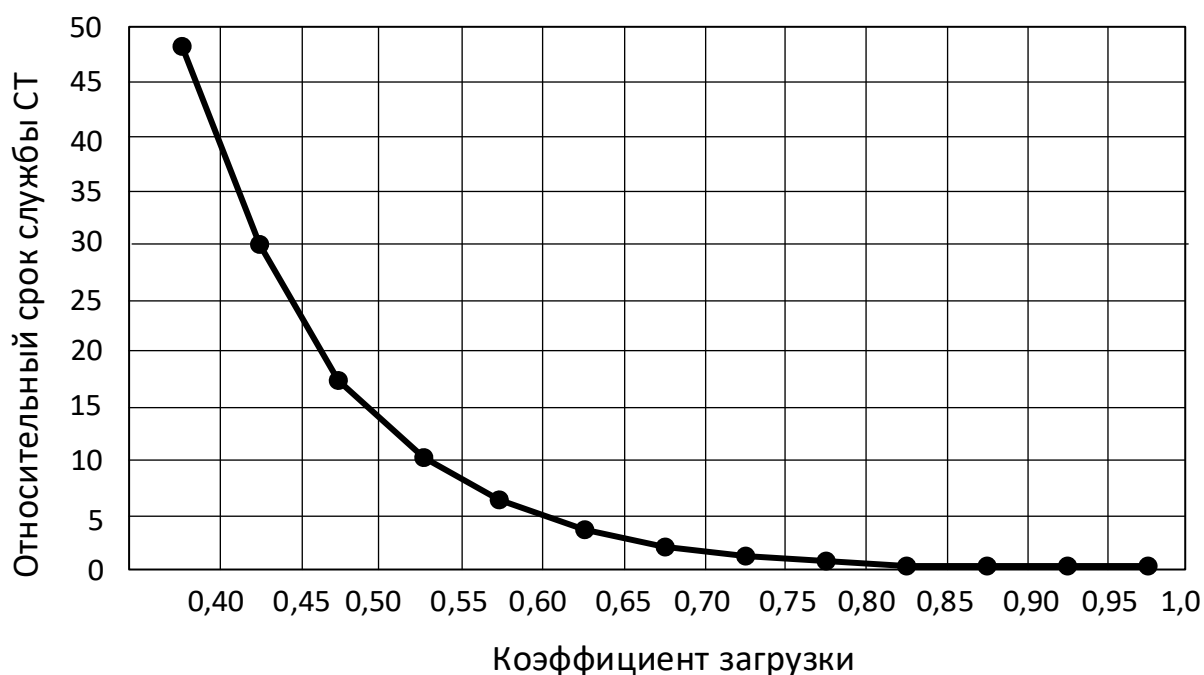


Рисунок 11 - Зависимость коэффициента загрузки от относительного срока службы СТ

Согласно [18] оптимальный коэффициент загрузки СТ определяется выражением:

$$k_{з\text{ опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} \quad (9)$$

где ΔP_x – паспортное значение потерь холостого хода, кВт;

ΔP_k – паспортное значение потерь короткого замыкания, кВт.

Значение расчетной мощности СТ для объекта, учитывая коэффициент участия потребителей первой и второй категорий надёжности электроснабжения $K_{I-II} = 0,9$, а число СТ $n = 2$:

$$S_{T\text{ расч}} = \frac{S_{\text{расч}} \cdot K_{I-II}}{1,4(n-1)} = \frac{50000 \cdot 0,9}{1,4(2-1)} = 32142,857 \text{ (кВА)} \quad (10)$$

Условие выбора мощности СТ:

$$S_{T\text{ расч}} \leq S_{T\text{ ном}} \quad (11)$$

где $S_{T\text{ ном}}$ – паспортное значение мощности трансформатора, кВА

Рассмотрим вариант установки трансформаторов $S_{T\text{ ном}} = 63000$ кВА и $S_{T\text{ ном}} = 40000$ кВА согласно [5] и [6] определим марки и паспортные данные СТ, которые занесем в таблицу 4.

Таблица 4 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	$S_{T\text{ ном}},$ кВА	$U_{\text{ном}}$ кВ		$u_{кз}, \%$				$i_{xx},$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт
		ВН	НН1/НН2	ВН- НН	ВН- НН1	ВН- НН2	НН1- НН2			
ТРДН	40000	115	10,5/10,5	10,5	20	20	30	0,1	220	29
ТРДН	63000	115	10,5/10,5	10,5	20	20	30	0,1	245	29,5

Выполним расчет технико-экономических показателей согласно [18], [16] используя в качестве исходных данных значения, представленные в таблице 1. Определим, что первым вариантом считается установка на объекте

после реконструкции двух трансформаторов марки ТРДН 40000/110/10/10, а вторым вариантом – это установка на объекте двух трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \quad (12)$$

Определим значение максимального коэффициента загрузки трансформатора при условии, что на него ляжет вся нагрузка подстанции.

Для ТРДН 40000:

$$k_{з.ВНmax} = \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} = \frac{50000}{40000} = 1,25 \quad (13)$$

Для ТРДН 63000:

$$k_{з.ВНmax} = \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} = \frac{50000}{63000} = 0,79 \quad (14)$$

Максимальные коэффициенты загрузки для обмоток низкого напряжения определим исходя из условия их равномерной загрузки, так как отсутствуют точные данные о составе потребителей подстанции «Паклинская», тогда коэффициент определится по выражению:

$$k_{з.НН} = k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{0,5S_{расч}}{S_{Т ном}} \quad (15)$$

Для ТРДН 40000:

$$k_{3.НН} = k_{3.НН1} = k_{3.НН2} = \frac{0,5S_{расч}}{S_{Т ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{40000} = 0,625 \quad (16)$$

Для ТРДН 63000:

$$k_{3.НН} = k_{3.НН1} = k_{3.НН2} = \frac{0,5S_{расч}}{S_{Т ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{63000} = 0,4 \quad (17)$$

Реактивная мощность для режима холостого хода (XX) СТ определяется по выражению:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{Т ном} \quad (18)$$

где i_{xx} – паспортное значение тока холостого хода, %.

Для ТРДН 40000 по (18):

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{Т ном} = \frac{0,1}{100} \cdot 40000 = 40 \text{ (квар)} \quad (19)$$

Для ТРДН 63000 по (18):

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{Т ном} = \frac{0,1}{100} \cdot 63000 = 63 \text{ (квар)} \quad (20)$$

Напряжения короткого замыкания (КЗ) для обмоток ВН, НН1 и НН2 определяются по выражениям:

обмотка ВН:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кзВН-НН} \quad (21)$$

где $u_{\text{кзВН-НН}}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками ВН и НН, %.

обмотка НН:

$$U_{\text{кНН}} = U_{\text{кНН1}} = U_{\text{кНН2}} = 0,175 \cdot u_{\text{кзВН-НН}} \quad (22)$$

Согласно паспортным данным на силовые трансформаторы, которые представлены в таблице 4, все значения напряжений КЗ между обмотками ВН-НН равно 10,5 %. Соответственно значения, полученные по выражениям (21) и (22) будут одинаковы для обоих вариантов.

Найдем значение напряжения КЗ обмотки ВН по (21)

$$U_{\text{кВН}} = 0,125 \cdot u_{\text{кзВН-НН}} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13 \text{ (\%)} \quad (23)$$

Найдем значение напряжения КЗ обмоток НН по (22):

$$U_{\text{кНН}} = 0,175 \cdot u_{\text{кзВН-НН}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ (\%)} \quad (24)$$

Используя значения из (23) определим(20) реактивную мощность для режима короткого замыкания для обмотки ВН по выражению:

$$Q_{\text{кВН}} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} \quad (25)$$

Для ТРДН 40000 по выражению (25) получим, используя значения из (23):

$$Q_{\text{кВН}} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} = \frac{1,13}{100} \cdot 40000 = 452 \text{ (квар)} \quad (26)$$

Для ТРДН 63000 по выражению (25) получим, используя значения из (23):

$$Q_{\text{кВН}} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} = \frac{1,13}{100} \cdot 63000 = 711,9 \text{ (квар)} \quad (27)$$

Используя значения из (24) определим реактивную мощность для режима короткого замыкания для обмотки НН по выражению:

$$Q_{\text{кНН}} = Q_{\text{кНН1}} = Q_{\text{кНН2}} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} \quad (28)$$

Для ТРДН 40000 по выражению (28) получим используя значения из (24):

$$Q_{\text{кНН}} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ (квар)} \quad (29)$$

Для ТРДН 63000 по выражению (28) получим, используя значения из (25):

$$Q_{\text{кНН}} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot S_{\text{Т ном}} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ (квар)} \quad (30)$$

Определим мощность потерь короткого замыкания для обмоток СТ. Так как оба трансформатора марки ТРДН, то для обмоток ВН активная мощность потерь в режиме КЗ $P_{\text{кВН}} = 0$, а для обмоток НН1 и НН2 величина активной мощности потерь в режиме КЗ будет определяться выражением:

$$P_{\text{кНН}} = P_{\text{кНН1}} = P_{\text{кНН2}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{к}} \quad (31)$$

где ΔP_k – паспортное значение мощности потерь КЗ, представлено для каждого СТ в таблице 4.

Определим мощность потерь короткого замыкания для обмоток НН1 и НН2 по выражению (31) для ТРДН 40000 используя паспортные данные из таблицы 4:

$$P_{кНН} = 2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot 220 = 440 \text{ (кВт)} \quad (32)$$

Определим мощность потерь короткого замыкания для обмоток НН1 и НН2 по выражению (31) для ТРДН 63000 используя паспортные данные из таблицы 4:

$$P_{кНН} = 2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot 245 = 490 \text{ (кВт)} \quad (33)$$

Приведенные нагрузочные потери СТ для обмотки ВН с учетом значений полученных по (28) определяются по выражению:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ип} \cdot Q_{кВН} \quad (34)$$

где $k_{ип}$ – коэффициент использования реактивной мощности.

Для ТРДН 40000 по выражению (34) используя значения из (26) получим:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ип} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 452 = 22,6 \text{ (кВт)} \quad (35)$$

Для ТРДН 63000 по выражению (34) используя значения из (27) получим:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ип} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 711,9 = 35,59 \text{ (кВт)} \quad (36)$$

Приведенные нагрузочные потери СТ для обмоток НН1 и НН2 с учетом значений полученных по (28) и (31) определяются по выражению:

$$P'_{\text{кНН}} = P'_{\text{кНН1}} = P'_{\text{кНН2}} = P_{\text{кНН}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{кНН}} \quad (37)$$

Для ТРДН 40000 по (37) используя значения из (29) и (32) получим:

$$P'_{\text{кНН}} = P_{\text{кНН}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{кНН}} = 440 + 0,05 \cdot 7350 = 807,5 \text{ (кВт)} \quad (38)$$

Для ТРДН 63000 по (37) используя значения из (30) и (33) получим:

$$P'_{\text{кНН}} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,81 \text{ (кВт)} \quad (39)$$

Активная мощность приведенных потерь в СТ для режима ХХ определяется выражением:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{хх}} \quad (40)$$

где ΔP_x – паспортное значение потерь холостого хода, определяется по таблице 4, кВт.

$Q_{\text{хх}}$ – реактивная мощность для режима холостого хода, определяется выражением (18), квар.

Для ТРДН 40000 по (40) используя значение полученное в (19) найдем значение активной мощности приведенных потерь в СТ для режима ХХ:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ип}} \cdot Q_{\text{хх}} = 29 + 0,05 \cdot 40 = 31 \text{ (кВт)} \quad (41)$$

Для ТРДН 63000 по (40) используя значение полученное в (20) найдем значение активной мощности приведенных потерь в СТ для режима ХХ:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{ип}} \cdot Q_{xx} = 29,5 + 0,05 \cdot 63 = 32,65 \text{ (кВт)} \quad (42)$$

Мощность приведенных потерь в силовом трансформаторе определяется по ранее определенным значениям выражением:

$$P'_T = P'_x + k_{\text{зВНmax}}^2 \cdot P'_{\text{кВН}} + k_{\text{зНН1}}^2 \cdot P'_{\text{кНН1}} + k_{\text{зНН2}}^2 \cdot P'_{\text{кНН2}} \quad (43)$$

Для ТРДН 40000 мощность приведенных потерь по (43) используя значения полученные в (13), (16), (35), (38) и (41) будет равна, кВт:

$$P'_T = 31 + 1,25^2 \cdot 22,6 + 0,625^2 \cdot 807,5 + 0,625^2 \cdot 807,5 = 697,2 \quad (44)$$

Для ТРДН 63000 мощность приведенных потерь по (43) используя значения полученные в (14), (17), (36), (39) и (42) будет равна, кВт:

$$P'_T = 32,65 + 0,79^2 \cdot 35,59 + 0,4^2 \cdot 1068,81 + 0,4^2 \cdot 1068,81, \quad (45)$$

$$P'_T = 396,88 \text{ (кВт)}$$

Потери электрической энергии на подстанции определяются по выражению:

$$W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki} \quad (46)$$

где i – номер ступени годового графика активной мощности;

n – число ступеней годового графика активной мощности;

ΔW_{xi} – потери электрической энергии в режиме ХХ, кВт·ч;

ΔW_{ki} – потери электрической энергии в режиме КЗ, кВт·ч.

Потери электрической энергии в режиме ХХ определяется выражением:

$$W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i \quad (47)$$

где i – номер ступени годового графика активной мощности;

n – число ступеней годового графика активной мощности;

P'_x - мощности приведенных потерь в СТ для режима ХХ, значение определяется выражением (40), кВт;

T_i – продолжительность i -й ступени годового графика активной мощности (рисунок 4), ч.

Потери электрической энергии в режиме КЗ определяется выражением:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ki} = & \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{зВНi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{зНН1i}^2 \cdot T_i + \\ & + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{зНН2i}^2 \cdot T_i. \end{aligned} \quad (48)$$

где i – номер ступени годового графика активной мощности;

n – число ступеней годового графика активной мощности;

$P'_{кВН}$ - приведенные нагрузочные потери СТ для обмотки ВН, определяются выражением (34), кВт;

$k_{зВНi}$ – расчетное значение максимального коэффициента загрузки обмотки ВН, определяется выражением (12);

$P'_{кНН1}$ - приведенные нагрузочные потери СТ для обмотки НН1, определяются выражением (37), кВт;

$k_{зНН1i}$ – максимальное значение коэффициента загрузки обмотки НН1, определяется выражением (15);

$P'_{кНН2}$ - приведенные нагрузочные потери СТ для обмотки НН2, определяются выражением (37), кВт;

$k_{зНН2i}$ – максимальное значение коэффициента загрузки обмотки НН2, определяется выражением (15);

T_i – продолжительность i -й ступени годового графика активной мощности (рисунок 4), ч.

Таблица 5 – Расчет потерь электрической энергии для ТРДН 40000

T_i , ч	ΔW_{xi} , МВт·ч	$k_{эВНi}$	$k_{эНН1i}$	$k_{эНН2i}$	$\Delta W_{kiВН}$, МВт·ч	$\Delta W_{kiНН1}$, МВт·ч	$\Delta W_{kiНН2}$, МВт·ч
750	46,50	1,25	0,63	0,63	13,24	118,29	118,29
987	61,19	0,89	0,45	0,45	8,90	79,51	79,51
650	40,30	0,76	0,38	0,38	4,24	37,83	37,83
700	43,40	0,72	0,36	0,36	4,12	36,77	36,77
1000	62,00	0,61	0,30	0,30	4,15	37,06	37,06
1500	93,00	0,59	0,30	0,30	5,98	53,40	53,40
875	54,25	0,46	0,23	0,23	2,12	18,95	18,95
698	43,28	0,41	0,20	0,20	1,31	11,71	11,71
879	54,50	0,39	0,19	0,19	1,49	13,30	13,30
721	44,70	0,31	0,16	0,16	0,80	7,16	7,16
ΣW_x , МВт·ч	191,39	$\Sigma W_{кВН}$, МВт·ч			30,50	-	-
$\Sigma W_{ПС}$, МВт·ч	1049,86	$\Sigma W_{кНН1}$, МВт·ч				413,99	-
						$\Sigma W_{кНН2}$, МВт·ч	413,99

Таблица 6 – Расчет потерь электрической энергии для ТРДН 63000

T_i , ч	ΔW_{xi} , МВт·ч	$k_{эВНi}$	$k_{эНН1i}$	$k_{эНН2i}$	$\Delta W_{kiВН}$, МВт·ч	$\Delta W_{kiНН1}$, МВт·ч	$\Delta W_{kiНН2}$, МВт·ч
750	48,98	0,79	0,40	0,40	8,41	63,10	63,10
987	64,45	0,57	0,28	0,28	5,65	42,42	42,42
650	42,45	0,48	0,24	0,24	2,69	20,18	20,18
700	45,71	0,46	0,23	0,23	2,61	19,62	19,62
1000	65,30	0,38	0,19	0,19	2,63	19,77	19,77
1500	97,95	0,38	0,19	0,19	3,79	28,49	28,49
875	57,14	0,29	0,15	0,15	1,35	10,11	10,11
698	45,58	0,26	0,13	0,13	0,83	6,25	6,25
879	57,40	0,25	0,12	0,12	0,95	7,10	7,10
721	47,08	0,20	0,10	0,10	0,51	3,82	3,82
ΣW_x , МВт·ч	201,58	$\Sigma W_{кВН}$, МВт·ч			19,36	-	-
$\Sigma W_{ПС}$, МВт·ч	662,64	$\Sigma W_{кНН1}$, МВт·ч				220,85	-
						$\Sigma W_{кНН2}$, МВт·ч	220,85

Результаты расчетов представленные в таблицах 5 и 6 показывают, что для варианта 1 (ТРДН 40000) потери электрической энергии на подстанции $\Sigma W_{ПС} = 1049,86$ (МВт·ч), а для второго варианта (ТРДН 63000) потери электрической энергии на подстанции $\Sigma W_{ПС} = 662,64$ (МВт·ч). Такая разница

в величине потерь электрической энергии объясняется тем, что вариант 2 с двумя трансформаторами ТРДН 63000 обеспечивает работу в режиме более близком к режиму наивысшего КПД, который по выражению (9) для ТРДН 63000 равен:

$$k_{з\text{ опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} = \sqrt{\frac{29,5}{245}} = 0,35 \quad (49)$$

А для варианта с двумя СТ марки ТРДН 40000 оптимальный коэффициент загрузки:

$$k_{з\text{ опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} = \sqrt{\frac{29}{220}} = 0,36 \quad (50)$$

Полученные значения оптимальных коэффициентов загрузки имеют практически равные значения, следовательно два трансформатора ТРДН 40000 будут функционировать в режиме низкого КПД и срок службы данных трансформаторов будет гораздо ниже, чем срок службы двух трансформаторов ТРДН 63000.

Окончательный выбор варианта установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции выполним, используя методику определения минимума приведенных затрат. Функция оптимизации при этом будет иметь вид:

$$Z_{пр}(S_{Т\text{ ном}}) = E_H \cdot K(S_{Т\text{ ном}}) + I_0(S_{Т\text{ ном}}) + I_э(S_{Т\text{ ном}}) \rightarrow \min \quad (51)$$

где E_H – коэффициент дисконтирования, для установок напряжением 110 кВ принимается равным 0,15;

K – капитальные затраты на сооружение подстанции, учитывается только стоимость силовых трансформаторов, млн. руб.;

I_0 – величина отчислений, млн. руб;

$I_э$ – стоимость потерь электрической энергии на подстанции, млн.руб.

Для каждого варианта стоимость потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$I_э = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_э \quad (52)$$

где $\Delta W_{\text{ПС}}$ – значение годовых потерь электрической энергии для подстанции, значения определены в таблицах 5 и 6 для каждого варианта установки СТ;

$C_э$ – стоимость потерь, для проектируемой подстанции принимаем $C_э = 2,25$ руб/ кВт·ч [21].

Определим стоимость потерь электрической энергии для каждого из вариантов по выражению:

Для ТРДН 40000 стоимость потерь:

$$I_э = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_э = 1049860 \cdot 2,25 = 2,36 \text{ (млн. руб)} \quad (53)$$

Для ТРДН 63000 стоимость потерь:

$$I_э = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_э = 662640 \cdot 2,25 = 1,49 \text{ (млн. руб)} \quad (54)$$

Величина годовых отчислений определяется выражением:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (55)$$

где $p_{\text{сум}}$ – коэффициент отчислений, для установок 110 кВ принимается равным 0,094;

K – стоимость силового трансформатора, млн.руб.

Стоимость трансформатора ТРДН 40000 находится на уровне $K = 63,457$ млн. руб, тогда по выражению (55) получим:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 63,457 = 5,96 \text{ (млн. руб)}, \quad (56)$$

Стоимость трансформатора ТРДН 63000 находится на уровне $K = 70,42$ млн. руб, тогда по выражению (55) получим:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 70,42 = 6,61 \text{ (млн. руб)}, \quad (57)$$

Теперь по выражению (51), используя значения определенные в (53) и (56) для ТРДН 40000 получим:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 63,457 + 5,96 + 2,36 = 17,84 \text{ (млн. руб)} \quad (58)$$

Теперь по выражению (51), используя значения определенные в (54) и (57) для ТРДН 63000 получим:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 70,42 + 6,61 + 1,49 = 18,663 \text{ (млн. руб)} \quad (59)$$

Сравнивая значения приведенных затрат получено, что приведенные затраты для варианта с установкой на подстанции двух СТ марки ТРДН 40000 является оптимальным. Примем для дальнейших расчетов именно эти силовые трансформаторы.

2.2 Трехфазные токи короткого замыкания

Трехфазные токи короткого замыкания (ТКЗ), имеют высокие значения, поэтому результаты расчета трехфазных ТКЗ используется для выбора оборудования. Составим расчетную схему ТКЗ, представленную на рисунке

12, все исходные данные для расчета трехфазных ТКЗ укажем на расчетной схеме (рисунок 12).

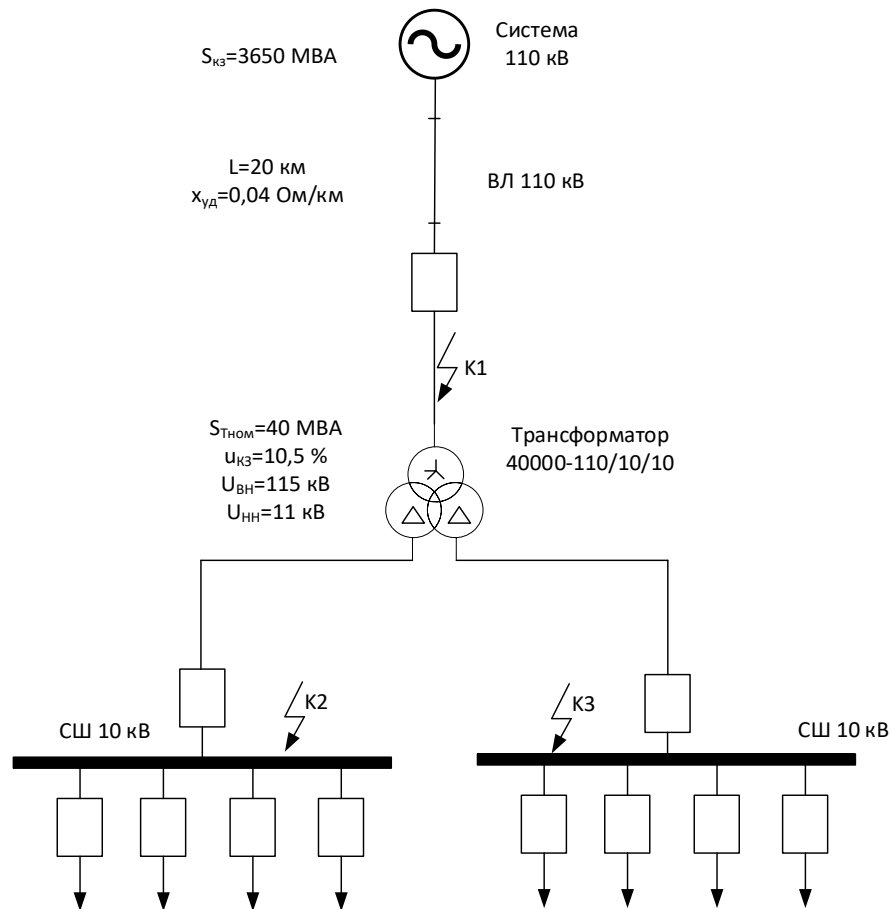


Рисунок 12 – Схема для расчета трехфазных ТКЗ

Для определения значений трехфазных ТКЗ составим схему замещения (рисунок 13). Для схемы замещения определим значения всех параметров.

Определим сопротивления системы в относительных единицах (о.е):

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}} = \frac{1000}{3650} = 0,273 \text{ (о. е)} \quad (60)$$

где $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, принимается 1000 МВА;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания по данным энергосистемы, определено на расчетной схеме рисунок 12.

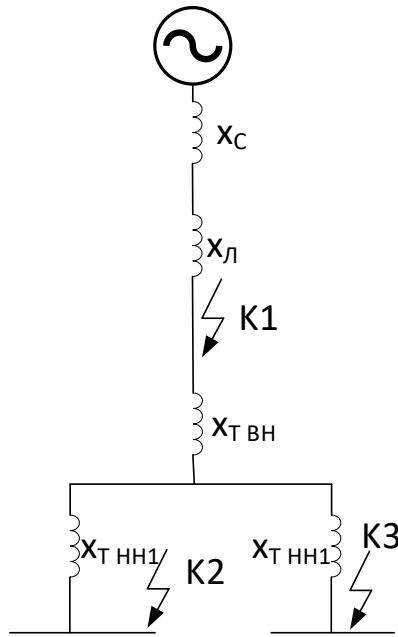


Рисунок 13 - Схема замещения

Сопротивление питающей воздушной линии длиной $l = 20$ км согласно расчетной схеме (рисунок 12):

$$x_{*л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.н}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,6 \text{ (о. е)} \quad (61)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление воздушной линии. Для расчетов принято $x_{уд} = 0,4$ Ом/км;

$U_{ср.н}$ - средне номинальное значение напряжения. Для сетей напряжением 110 кВ принимается $U_{ср.н} = 115$ кВ.

Сопротивление обмотки ВН силового трансформатора в относительных единицах:

$$x_{*ТВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{Тном}} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,28 \text{ (о. е)} \quad (62)$$

где $U_{кВН}$ – напряжение КЗ обмотки ВН, определенное в выражении (23) при выборе трансформатора, %.

Сопrotивления обмоток низкого напряжения. Так как выбранный силовой трансформатор имеет расщепленную обмотку низкого напряжения, то сопротивление каждой из расщепленных обмоток будет одинаковым и в относительных единицах определяется по выражению (о.е.):

$$x_{*TНН} = x_{*TНН1} = x_{*TНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{18,345}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,58(\text{о.е}) \quad (63)$$

где $U_{кНН}$ – напряжение короткого замыкания для обмоток низкого напряжения, определенное ранее в выражении (24) при выборе трансформатора, %.

Определив все параметры схемы замещения, представленной на рисунке 13 необходимо определить результирующие сопротивления до каждой из расчетных точек.

Результирующее сопротивление до расчетной точки К1 включает в себя сопротивление системы (60) и сопротивление питающей воздушной линии (61):

$$x_{*резК1} = x_{*с} + x_{*л} = 0,273 + 0,6 = 0,873 (\text{о.е}) \quad (64)$$

Результирующее сопротивление до расчетных точек К2 и К3 включает в себя сопротивление до расчетной точки К1 (64), а также сопротивление обмотки ВН (62) и одной части расщепленной обмотки НН (63):

$$x_{*резК2} = x_{*резК3} = x_{*резК1} + x_{*ТВН} + x_{*ТНН} \quad (65)$$

$$x_{*резК2} = x_{*резК3} = 0,873 + 0,28 + 4,58 = 5,733 (\text{о.е})$$

Так как расчет параметров схемы замещения проведен в относительных единицах, то для получения значения трехфазного ТКЗ в именованных единицах необходимо определить базисный ток в каждой из расчетных точек.

Базисный ток для расчетной точки К1:

$$I_{\delta K1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (66)$$

Базисный ток для расчетных точек К2 и К3:

$$I_{\delta K2} = I_{\delta K3} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ (кА)} \quad (67)$$

Далее можно выполнить расчет трехфазных ТКЗ в расчетных точках согласно схемы (рисунок 12)

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени для расчетной точки К1:

$$I_{n0K1}^{(3)} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*резK1}} \cdot I_{\delta K1} = \frac{1}{0,873} \cdot 5,02 = 5,75 \text{ (кА)} \quad (68)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,75 \cdot 1,8 = 14,64 \text{ (кА)} \quad (69)$$

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени для расчетных точек К2 и К3:

$$I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*резK2}} \cdot I_{\delta K2} = \frac{1}{5,733} \cdot 54,9 = 9,57 \text{ (кА)} \quad (70)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ в расчетных точках К2 и К3:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,57 \cdot 1,93 = 26,12 \text{ (кА)} \quad (71)$$

2.3 Оборудование распределительных устройств

Определим расчетное значение тока на подстанции «Паклинская» исходя из допустимой перегрузки трансформатора 40% по выражению:

$$I_{\text{НОМ}} = k_{\text{п}} \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (72)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СТ, принимается равным 1,4;

$S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, в проекте выбрана мощность СТ равная 40000 кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ.

По (72) для стороны с номинальным напряжением $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ подстанции «Паклинская» получим:

$$I_{\text{НОМ}} = k_{\text{п}} \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,92 \text{ (А)} \quad (73)$$

По (72) для стороны с номинальным напряжением $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ подстанции «Паклинская» получим учитывая, что обмотка 10 кВ СТ может быть максимально загружена на $0,5S_{\text{ТНОМ}}$:

$$I_{\text{НОМ}} = k_{\text{п}} \frac{0,5S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{0,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,58 \text{ (А)} \quad (74)$$

Значения полученные в (73) и (74) будут использованы для выбора номинального тока выключателей и разъединителей на РУ 110 кВ подстанции,

а также для выбора номинального тока секционного и вводных выключателей на стороне 10 кВ.

Определим ток стороны 110 кВ подстанции для выбора измерительных трансформаторов тока (ИТТ), определяется без учета возможной перегрузки так как завышение номинального тока ИТТ приводит к увеличению погрешности измерений, по выражению:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{T НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,94 \text{ (A)} \quad (75)$$

Определим ток стороны 10 кВ подстанции для выбора измерительных трансформаторов тока (ИТТ), определяется без учета возможной перегрузки так как завышение номинального тока ИТТ приводит к увеличению погрешности измерений, по выражению:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{0,5S_{\text{T НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1154,7 \text{ (A)} \quad (76)$$

Ток для выключателей отходящих линий 10 кВ учитывая среднюю мощность присоединения $S_{\text{потр}} = 3 \text{ МВА}$ найдем по выражению:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{потр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173 \text{ (A)} \quad (77)$$

Ток, полученный в выражении (77) также будет определять номинальный ток ИТТ отходящих линий.

Величина расчетного значения теплового импульса для проверки выключателей, разъединителей и измерительных трансформаторов на термическую стойкость токам короткого замыкания определяется выражением:

$$B_K = (I_{n0}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (78)$$

где $I_{n0}^{(3)}$ – расчетное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени в расчетной точке, соответствующей классу напряжения выбираемого оборудования, кА;

$t_{\text{откл}}$ – расчетное время отключения трехфазного тока короткого замыкания, принимается равным 0,2 с;

T_a – постоянная времени, принимается равной 0,12 с.

По (78) для стороны 110 кВ используя значение полученное в (68) найдем расчетную величину теплового импульса:

$$B_K = (I_{n0}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (5,75)^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 10,58 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (79)$$

По (78) для стороны 10 кВ используя значение полученное в (70) найдем расчетную величину теплового импульса:

$$B_K = (I_{n0}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (9,57)^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 29,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (80)$$

Расчетные значения полученные в (79) и (80) необходимо сравнить со значениями теплового импульса представленных в каталогах производителей выбираемого оборудования. Для выбираемого по каталогам производителей оборудование величина теплового импульса определяется выражением:

$$B_K = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}, \quad (81)$$

где $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости выбираемого аппарата, кА;

$t_{\text{терм}}$ – время термической стойкости выбираемого аппарата, обычно по каталогам производителей равно 1 с или 3 с в зависимости от типа оборудования

Так как для установки на РУ 110 кВ принято комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, а это устройство поставляется от одного производителя и выбор производится по одному каталогу [4], то все каталожные и расчетные параметры сведем в таблицу 7. Для РУ 10 кВ выберем также комплектные распределительные устройства серии КРУ-80 производства Самарский электроцит [3], параметры выбранного оборудования занесем в таблицу 8. При выборе оборудования в таблицах 7 и 8 сравним каталожные и расчетные параметры, оборудование считается удовлетворяющим выбору если выполняется условие:

$$N_p \leq N_k \quad (82)$$

где N_p – расчетное значение параметра;

N_k – значение параметра из каталога производителя оборудования.

Если условие (82) выполняется, то в последнем столбце таблицы 7 ставится «да», иначе «нет», а в таблице 8 условие соответствия определяется для каждого выбираемого оборудования, столбцы 5, 8, 11, 14, 17.

Таблица 7 – Сводная таблица оборудования РУ 110 кВ

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Расчетное значение	Значение из каталога	Соответствие условию выбора да/нет
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	110	110	да
Номинальный ток, А	$I_{\text{НОМ}}$	А	293,92	2500	да
Наибольший пик сквозного ток короткого замыкания, кА:	$i_{\text{уд}}$	кА	14,64	100	да
Начальное действующее значение периодической составляющей сквозного ток короткого замыкания	$I_{\text{п0}}^{(3)}$	кА	5,75	40	да
Тепловой импульс (проверка на термическую стойкость токам короткого замыкания)	B_K	кА ² ·с	10,58	6400	да
Ток отключения выключателя	$i_{\text{уд}}$	кА	5,75	40	да
Номинальный первичный ток вводных и секционных ИТТ	$I_{\text{НОМ}}$	А	1154,7	1200	да
Вторичный ток ИТТ	$I_{\text{НОМ2}}$	А	-	5	-

Таблица 8 - Сводная таблица оборудования РУ 10 кВ

Параметр выбора	Ед. измерения параметра	Выключатель вводной/секционный			Выключатель отходящей линии			Трансформатор напряжения			Трансформатор тока вводной/секционный			Трансформатор тока отходящей линии		
		ВВЭ-СЭЩ 10			ВВЭ-СЭЩ 10			ЗНОЛ – СЭЩ - 10			ТПЛ – СЭЩ– 10			ТПЛ – СЭЩ– 10		
		Расчетное значение	Каталожное значение	Соответствие условию	Расчетное значение	Каталожное значение	Соответствие условию	Расчетное значение	Каталожное значение	Соответствие условию	Расчетное значение	Каталожное значение	Соответствие условию	Расчетное значение	Каталожное значение	Соответствие условию
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Номинальное напряжение	кВ	10	10	да	10	10	да	$10\sqrt{3}$	$10\sqrt{3}$	да	10	10	да	10	10	да
Номинальный ток	А	2424,87	2500	да	165	1000	да	-	-	да	2424,87	2500	да	165	200	да
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая)	кА	13,8	31,5	да	13,8	20	да	-	-	да	13,8	-	да	13,8	-	да
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая)	кА	14,58	80	да	14,58	51	да	-	-	да	14,58	-	да	14,58	-	да
Электродинамическая стойкость	кА	37,6	80	да	37,6	51	да	-	-	да	37,6	102	да	37,6	51	да
Термическая стойкость	кА ² с	60,94	2976,75	да	60,94	1200	да	-	-	да	60,94	1600	да	60,94	2601	да

2.4 Компоновка схемы РУ 110 кВ

В разделе 1 была определена схема РУ объекта. Согласно определённой схеме – 110-5Н выполним расстановку модулей КРУЭ для компоновки плана подстанции [1]. Коды выбираемых модулей КРУЭ с их описанием представлены в таблице 9. Модули с кодами КРУЭ-М6, КРУЭ-М-7, КРУЭ-М-8 являются соединительными и выбираются при составлении плана размещения КРУЭ в здании подстанции, на схеме РУ 110кВ (рисунок 14) данные модули отсутствуют.

Таблица 9 - Выбираемые модули КРУЭ

Код модуля	Назначение модуля
КРУЭ-М-1	Высоковольтный выключатель
КРУЭ-М-2	Воздушный ввод
КРУЭ-М-3	Ограничитель перенапряжений
КРУЭ-М-4	Трансформатор напряжения
КРУЭ-М-5	Трансформатор тока
КРУЭ-М6, КРУЭ-М-7, КРУЭ-М-8	Соединительные модули
КРУЭ-М-9	Быстродействующий разъединитель
КРУЭ-М-10	Разъединителя - заземлитель

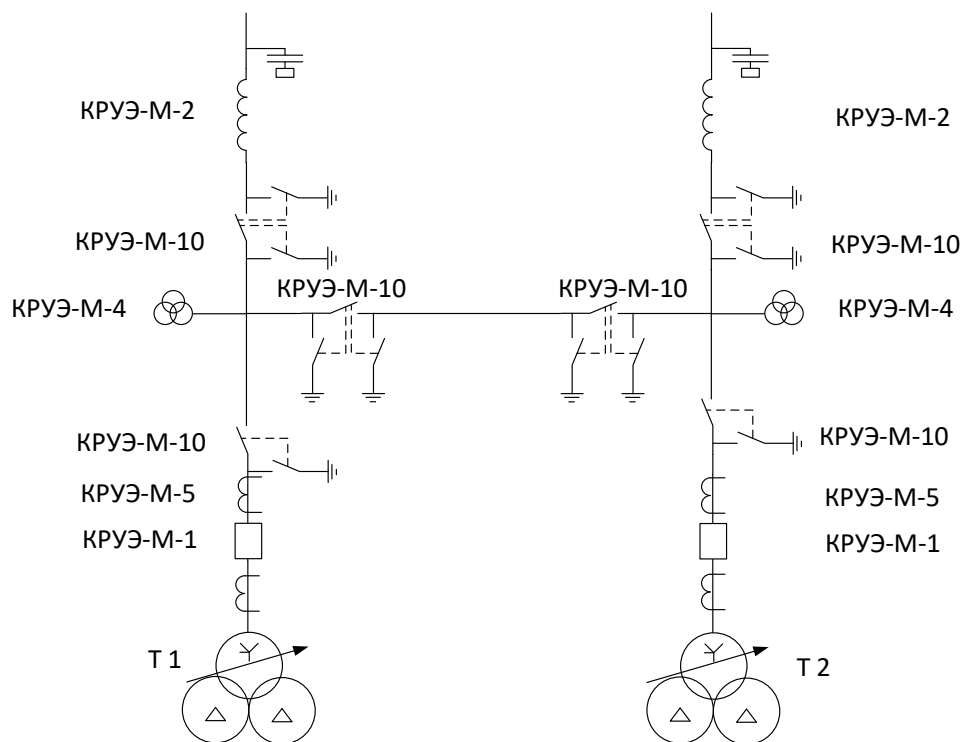


Рисунок 14 – Соответствие модулей КРУЭ схеме подстанции

Выводы по разделу 2. Для установки на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10 кВ. Выбранный трансформатор имеет расщепленную обмотку низкого напряжения. Выбор типа и мощности трансформаторов производился по методу минимума приведенных затрат. Приведенные затраты на установку двух трансформаторов марки ТРДН 40000 составили $Z_{пр} = 17,84$ млн. руб., а приведенные затраты на установку двух трансформаторов марки ТРДН 63000 составили $Z_{пр} = 18,663$ млн. руб. Для определения приведенных затрат был выполнен расчет годового значения потерь электрической энергии на подстанции. Для варианта с трансформатором ТРДН 40000 годовые потери электрической энергии на подстанции составили $\Delta W_{ПС} = 1049860$ кВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 63000 потери электрической энергии в год составили $\Delta W_{ПС} = 662640$ кВт·ч, что ниже чем для выбранного варианта. Более высокое значение приведенных затрат для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 63000 обусловлено, главным образом, более высокой стоимостью самих трансформаторов.

Представлена методика определения оптимального коэффициента загрузки силовых трансформаторов и представлена зависимость, определяющая влияние изменения коэффициента загрузки на нормативный срок службы силового трансформатора. Для силового трансформатора марки ТРДН 40000 оптимальный коэффициент загрузки был определён на уровне $k_{з\text{ опт}} = 0,36$, что является очень низким значением с точки зрения экономической эффективной загрузки. Для трансформатора ТРДН 63000 оптимальный коэффициент загрузки равен $k_{з\text{ опт}} = 0,37$. Реальный расчетный максимальный коэффициент загрузки для трансформаторов ТРДН 63000 ближе к оптимальному – это подтверждает и более низкое значение потерь электрической энергии, однако не смотря на все условия, к установке принято два трансформатора ТРДН 40000 как более экономически эффективные.

Выполнен расчет трехфазных токов короткого замыкания значения, которых необходимы для выбора и проверки оборудования

распределительных устройств. Таким образом, по результатам расчета трехфазных ТКЗ на объекте после замены силовых трансформаторов на трансформаторы марки ТРДН 40000/110/1010 расчетные значения симметричных ТКЗ на стороне 110 кВ составили: периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени $I_{n0K1}^{(3)} = 5,75$ (кА), а ударный ток трехфазного ТКЗ $i_{y\delta} = 14,64$ (кА). Расчетные значения симметричных ТКЗ на стороне 10 кВ составили: периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени $I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = 9,57$ (кА), а ударный ток трехфазного ТКЗ $i_{y\delta} = 26,12$ (кА). Далее, используя полученные значения необходимо выбрать оборудование распределительных устройств подстанции «Паклинская».

Определены расчетные значения минимально необходимых параметров оборудования. Так как для установки на РУ 110 кВ принято комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ), а это устройство поставляется от одного производителя и выбор производится по одному каталогу [4] и для РУ 10 кВ также выбрано применение комплектных распределительных устройств серии КРУ-80 производства Самарский электроцит, то все каталожные и расчетные параметры были сведены в общие ведомости оборудования отдельно для стороны 110 кВ (таблица 7) и отдельно для РУ 10 кВ (таблицу 8).

Составлена схема компоновки РУ 110 кВ подстанции модулями КРУЭ, согласно которой будет выполнена компоновка РУ 110 кВ на плане подстанции после реконструкции.

3 Защита оборудования подстанции

В разделе необходимо выполнить расчет и проектирование систем защиты оборудования подстанции, территории и персонала от возможных аварийных ситуаций. Защита оборудования, территории и персонала подстанции выполняется системами релейной защиты, системой молниезащиты и системой заземления. Для корректного расчета всех систем защиты на первом этапе необходимо выполнить расчет несимметричных токов короткого замыкания.

3.1 Несимметричные токи короткого замыкания

Расчет несимметричных ТКЗ выполняется методом симметричных составляющих, для этого составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Расчетные точки ТКЗ и расчетная схема принимается такой же как расчетная схема для трехфазных ТКЗ, представленная на рисунке 12. Используемая методика расчета представлена в [9] и [13]. Схема замещения (СЗ) прямой и обратной последовательностей аналогична схеме замещения для расчета трехфазных ТКЗ (рисунок 13) [16], а СЗ нулевой последовательности показана на рисунке 15.

Определим параметры СЗ нулевой последовательности. Определение параметров СЗ производится в относительных единицах, также как и при расчете трехфазных ТКЗ.

Сопротивление нулевой последовательности (НП) для питающей ВЛ:

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} = 3,5 \cdot 0,6 = 2,1 \text{ (о.е)} \quad (83)$$

где $x_{*л}$ – сопротивление питающей ВЛ, определенное при расчете трехфазные ТКЗ в выражении (61), о.е.

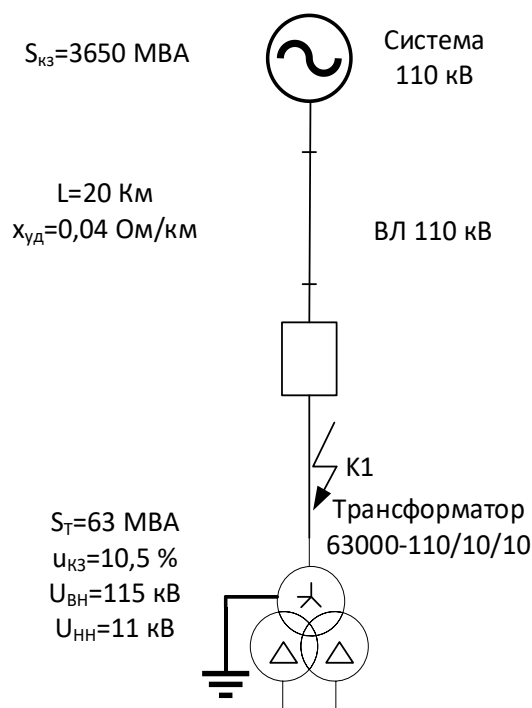


Рисунок 15 - Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление НП трансформатора:

$$x_{*T0} = x_{*ТВН} + \frac{x_{*ТНН1} \cdot x_{*ТНН2}}{x_{*ТНН1} + x_{*ТНН2}} \quad (84)$$

где $x_{*ТВН}$ – сопротивление обмотки ВН, определенное в выражении (62),

о.е.

$x_{*ТНН1}$ – сопротивление первой обмотки низкого напряжения, определенное в выражении (63), о.е.;

$x_{*ТНН2}$ – сопротивление второй обмотки низкого напряжения определенное в выражении (63), о.е..

Для выбранного трансформатора ТРДН 40000 сопротивление НП по (84):

$$x_{*T0} = 0,28 + \frac{4,58 \cdot 4,58}{4,58 + 4,58} = 1,28 \text{ (о. е)} \quad (85)$$

Сопротивление НП до расчетной точки К1:

$$x_{*0резК1} = x_{*с} + x_{*0л} + x_{*Г0} = 0,273 + 2,1 + 1,28 = 3,65 \text{ (о.е)} \quad (86)$$

где $x_{*с}$ – сопротивление системы, определено в выражении (60), о.е.

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ на землю в начальный момент времени для расчетной точки К1:

$$I_{п0К1}^{(1)} = \frac{3I_{бК1} \cdot E''_{*б}}{2 \cdot x_{*резК1} + x_{*0резК1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,873 + 3,65} = 2,62 \text{ (кА)} \quad (87)$$

где $x_{*резК1}$ – сопротивление прямой последовательности, определено в выражении при расчете трехфазных ТКЗ, о.е;

$I_{бК1}$ – базисный ток, определен в выражении при расчете трехфазных ТКЗ, кА.

Ударный ток однофазного ТКЗ на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0К1}^{(1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,62 \cdot 1,8 = 6,67 \text{ (кА)} \quad (88)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю в начальный момент времени для расчетной точки К1:

$$I_{п0К1}^{(1.1)} = \frac{3I_{бК1} \cdot E''_{*б}}{x_{*резК1} + 2 \cdot x_{*0резК1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{0,873 + 2 \cdot 3,65} = 1,843 \text{ (кА)} \quad (89)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в точке К1:

$$i_{удК1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0К1}^{(1.1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,843 \cdot 1,8 = 4,69 \text{ (кА)} \quad (90)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в начальный момент времени для расчетной точки К1:

$$I_{п0К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{бК1} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*резК1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,873} = 4,98 \text{ (кА)} \quad (91)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$i_{удК1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0К1}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,98 \cdot 1,8 = 12,68 \text{ (кА)} \quad (92)$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю в начальный момент времени для расчетной точки К2:

$$I_{п0К2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{бК2} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*резК2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,9 \cdot 1}{2 \cdot 5,733} = 8,29 \text{ (кА)} \quad (93)$$

где $x_{*резК2}$ – результирующее сопротивление до расчетной точки К2 определено при расчете трехфазных ТКЗ в выражении (65), о.е.

$I_{бК2}$ – базисный ток в точке К2, определен при расчете трехфазных ТКЗ в выражении (67), кА.

Ударный ток двухфазного КЗ в точках К2 и К3:

$$i_{удК2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0К2}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,29 \cdot 1,94 = 22,75 \text{ (кА)} \quad (94)$$

3.2 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита является основным видом защит для силового трансформатора [10], [12], [24]. Расчет уставок выполним для микропроцессорного РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз по методике производителя [14].

Определим ток на стороне низкого напряжения силового трансформатора по значению расчетной полной мощности определенном в первом пункте ВКР и равном $S_{уст} = 50$ (МВА). Максимальный ток для первой и второй обмоток равен:

$$I_{max\ H1} = I_{max\ H2} = \frac{0,5 \cdot S_{уст}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,6 \text{ (A)} \quad (95)$$

Номинальный рабочий ток в обмотке ВН:

$$I_{max\ B} = (I_{max\ H1} + I_{max\ H2}) \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (96)$$

$$I_{max\ B} = (1374,6 + 1374,6) \frac{10,5}{110} = 262,42 \text{ (A)}$$

Номинальный ток стороны 110 кВ определен ранее в выражении(75) и равен $I_{ном} = 293,92$ (А). Номинальный ток обмоток НН1 и НН2 равен $I_{ном} = 1616,58$ (А).

Коэффициент трансформации ИТТ на стороне 110 кВ:

$$n_{ТТВ} \geq \frac{I_{max\ B}}{I_{номB}} = \frac{262,42}{5} = 52,48 \quad (97)$$

По выражению (97) примем коэффициент трансформации $300/5=60$.

Коэффициент трансформации ИТТ на стороне 10 кВ:

$$n_{ТТН} \approx \frac{n_{ТТВ} \cdot U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{60 \cdot 110}{10,5} = 628,57 \quad (98)$$

Для стороны НН можем принять коэффициент трансформации равный 600, если будет выполняться условие:

$$n_{\text{ТТН}} \geq \frac{I_{\text{max Н}}}{I_{\text{НОМН}}} = \frac{1616,58}{5} = 323,3 \quad (99)$$

Принимаем для стороны НН коэффициент трансформации $3000/5=600$.

Коэффициенты выравнивания на стороне 110 кВ:

$$K_{\text{врВ}} = n_{\text{ТТВ}} \cdot \frac{I_{\text{НОМВ}}}{I_{\text{max В}}} = 60 \cdot \frac{5}{262,42} = 1,14 \quad (100)$$

Коэффициенты выравнивания на стороне 10 кВ:

$$K_{\text{врН}} = K_{\text{врВ}} \cdot \frac{n_{\text{ТТН}}}{n_{\text{ТТВ}}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = 1,14 \cdot \frac{600}{60} \cdot \frac{10,5}{110} = 1,08 \quad (101)$$

Проверим значения коэффициентов выравнивания:

$$\delta I_{\text{Д}} = \frac{\left(K_{\text{врВ}} \cdot \frac{I_{\text{НОМВ}}}{n_{\text{ТТВ}}} - K_{\text{врН}} \cdot \frac{2I_{\text{НОМН}}}{n_{\text{ТТН}}} \right)}{K_{\text{врВ}} \frac{I_{\text{НВ}}}{n_{\text{ТТВ}}}} \quad (102)$$

$$\delta I_{\text{Д}} = \frac{\left(1,14 \cdot \frac{262,42}{60} - 1,08 \cdot \frac{2 \cdot 1374,6}{600} \right)}{1,14 \cdot \frac{262,42}{60}} = 0,007 \quad (103)$$

Расчетное значение $\delta I_{\text{Д}}$ удовлетворяет условию:

$$\delta I_{\text{Д}} = 0,007 < 0,01 \quad (104)$$

Так как условие минимума коэффициента выравнивания $\delta I_{\text{Д}}$ выполняется, то коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока (ИТТ) выбраны правильно и необходимо выполнить

расчет уставок срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора.

Расчетное значение уставки начального тока срабатывания:

$$I_{ДТО} = 0,3 \cdot K_{врв} \cdot \frac{I_{НОМВ}}{n_{ТТВ}} = 0,3 \cdot 1,14 \cdot \frac{262,42}{60} = 1,49 \text{ (А)} \quad (105)$$

Расчетное значение уставки ограничения тока торможения:

$$I_{Тогр} = \frac{I_{кmax}}{n_{ТТН}}, \quad (106)$$

где $I_{кmax}$ – максимальное расчетное значение тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения, расчетные точки К2 и К3 согласно расчетной схеме (рисунок 12).

Чтобы выполнить расчет уставки ограничения тока торможения по выражению (106) необходимо сопоставить значения расчетных токов короткого замыкания и определить максимальное значение. В выражении (70) было определено значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени для расчетных точек К2 и К3 соответствующих стороне низкого напряжения объекта $I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = 9,57$ (кА). В разделе 3 по выражению (93) получено расчетное значение двухфазного ТКЗ на стороне низкого напряжения объекта $I_{п0K2}^{(2)} = I_{п0K3}^{(2)} = 8,29$ (кА). Сравнивая значения трехфазного и двухфазного ТКЗ на стороне НН объекта получено, что:

$$I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = 9,57 > I_{п0K2}^{(2)} = I_{п0K3}^{(2)} = 8,29 \quad (107)$$

Поэтому для подстановки в выражение (106) будем использовать $I_{кmax} = I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = 9,57$ (кА), тогда получим:

$$I_{\text{Тогр}} = \frac{I_{\text{кmax}}}{n_{\text{ТТН}}} = \frac{I_{\text{н0к2}}^{(3)}}{n_{\text{ТТН}}} = \frac{9570}{600} = 15,95 \text{ (A)} \quad (108)$$

Расчетное значение тока небаланса с учетом значения погрешности выравнивания $\delta I_{\text{Д}}$ полученном в выражении (103):

$$I_{\text{НБ}} = 0,05 \cdot I_{\text{кmax}} + 0,18 \cdot I_{\text{кmax}} + \delta I_{\text{Д}} \cdot I_{\text{кmax}} \quad (109)$$

Используя ранее определенное для выражения (107) значения максимального тока короткого замыкания по (109) определим:

$$I_{\text{НБ}} = 0,05 \cdot 9570 + 0,18 \cdot 9570 + 0,007 \cdot 9570 = 2310,75 \text{ (A)} \quad (110)$$

Ток срабатывания второй ступени с учетом отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{огр}} = \frac{1,2 \cdot K_{\text{врН}} \cdot I_{\text{НБ}}}{n_{\text{ТТН}}} = \frac{1,2 \cdot 1,14 \cdot 2310,75}{600} = 5,27 \text{ (A)} \quad (111)$$

Расчетное значение уставки коэффициента торможения:

$$K_{\text{Т}} = \frac{I_{\text{огр}} - I_{\text{ДТО}}}{I_{\text{Тогр}} - I_{\text{ТО}}} = \frac{5,27 - 1,49}{15,95 - 4} = 0,316 \quad (112)$$

Ток торможения:

$$I_{\text{Тч}} = \frac{I_{\text{рmaxН}}}{n_{\text{ТТН}}} = \frac{1374,6}{600} = 2,29 \text{ (A)} \quad (113)$$

Так как расчетная величина тока торможения полученная в (113) меньше значения 4 (A), то примем:

$$I_{\text{ДсрЧ}} = I_{\text{ДТО}} = 1,49 \text{ (А)} \quad (114)$$

Ток, на который реагирует защита в таком режиме определяется выражением:

$$I_{\text{ДЧ}} = I_{\text{кmin}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \cdot \frac{K_{\text{врВ}}}{n_{\text{ТТВ}}} \quad (115)$$

где $I_{\text{кmin}}$ – минимальное расчетное значения тока короткого замыкания на стороне НН объекта, соответствует расчетным точкам К2 и К3 расчетной схемы (рисунок 12).

В (107) было определено максимальное расчетное значение тока короткого замыкания, поэтому минимальное значение тока короткого замыкания принимаем равным $I_{\text{кmin}} = I_{\text{п0К2}}^{(2)} = 8,29 \text{ (кА)}$. Тогда по выражению (115) получим:

$$I_{\text{ДЧ}} = I_{\text{п0К2}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \cdot \frac{K_{\text{врВ}}}{n_{\text{ТТВ}}} = 8290 \cdot \frac{10,5}{110} \cdot \frac{1,14}{60} = 15,03 \text{ (А)} \quad (116)$$

Коэффициент чувствительности второй ступени:

$$K_{\text{ЧДЗТ}} = \frac{I_{\text{ДЧ}}}{I_{\text{ДсрЧ}}} = \frac{15,03}{1,49} = 10,1 \quad (117)$$

Расчетное значение уставки тока срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{ДОТС}} = 3,5 \cdot K_{\text{врВ}} \cdot \frac{I_{\text{НОМВ}}}{n_{\text{ТТВ}}} = 3,5 \cdot 1,14 \cdot \frac{262,42}{60} = 17,45 \text{ (А)} \quad (118)$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки:

$$K_{\text{чотс}} = \frac{I_{\text{дч}}}{I_{\text{дотс}}} = \frac{15,03}{17,44} = 0,86 \quad (119)$$

Выполнен расчет уставок терминала основной защиты – дифференциальной защиты силового трансформатора выполненной на микропроцессорном терминале марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз.

3.3 Система заземления

Проектом реконструкции подстанции «Паклинская» предусматривается сооружение закрытой подстанции, т.е. силовые трансформаторы и распределительные устройства 110 кВ и 10 кВ будут расположены в закрытом от влияния окружающей среды помещении. Так как подстанция планируется закрытого исполнения, то контур заземления будем выполнять по периметру здания подстанции, при этом внутри здания подстанции будет обеспечена возможность присоединения оборудования РУ и трансформаторов к контуру заземления.

Периметр здания подстанции «Паклинская» представлен на рисунке 16.

Контур заземления расположим за границами здания на расстоянии $l_{\text{доп}} = 1,5$ м от ограждающих конструкций здания. Исходя из этого условия размер контура заземления определим как:

длина контура заземления:

$$L_{\text{кз}} = L_{\text{пс}} + 2l_{\text{доп}} = 30 + 2 \cdot 1,5 = 33 \text{ (м)} \quad (120)$$

Ширина контура заземления:

$$H_{\text{кз}} = H_{\text{пс}} + 2l_{\text{доп}} = 40 + 2 \cdot 1,5 = 43 \text{ (м)} \quad (121)$$

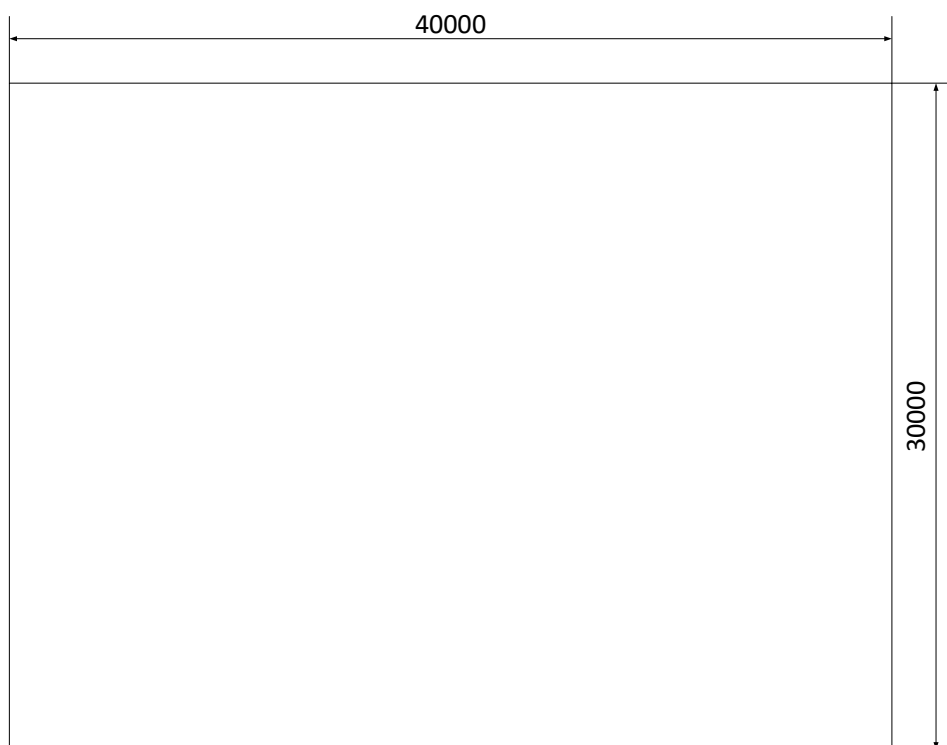


Рисунок 16 - Периметр здания подстанции

Тогда площадь контура заземления:

$$S_{\text{кз}} = H_{\text{кз}} \cdot L_{\text{кз}} = 43 \cdot 33 = 1419 \text{ (м}^2\text{)} \quad (122)$$

В качестве вертикального заземлителя, устанавливаемого по периметру подстанции примем стальной уголок размером $40 \times 40 \times 5$ и длиной $l_{\text{в}} = 5$ м. Так как весь контур заземления будет расположен только снаружи здания подстанции, то длина горизонтального заземлителя определим как периметр контура заземления:

$$L_{\text{г}} = 2(H_{\text{кз}} + L_{\text{кз}}) = 152 \text{ (м)} \quad (123)$$

Определим расчетный коэффициент для системы заземления подстанции:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S_{K3}}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 152}{5 \cdot \sqrt{1419}}\right)^{0,45}} = 0,25 \quad (124)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения удельных сопротивлений грунта, в расчетах принят однородный грунт, поэтому $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, 5 м.

Расчетное значение напряжения на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{500}{0,25} = 2000 \text{ (В)} \quad (125)$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ – значение допустимого напряжения прикосновения.

Значение полученное в (125) ниже допустимого для установок 110 кВ $U_{\text{доп}} = 10000 \text{ (В)}$ поэтому расположение и тип заземлителей определен верно.

Определим расчетное значение сопротивления системы заземления используя значение однофазного тока КЗ на землю в расчетной точке К1, соответствующей стороне высокого напряжения объекта (рисунок 12) полученное в выражении (87) и равное $I_{\text{п0К1}}^{(1)} = 2,62 \text{ (кА)}$:

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{п0}}^{(1)}} = \frac{2000}{2620} = 0,76 \text{ (Ом)} \quad (126)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_B = \frac{\sqrt{S_{K3}} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1419} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 30,136 \quad (127)$$

Принимаем число вертикальных заземлителей $n_B = 31$ шт.

Суммарная длина всех вертикальных заземлителей, расположенных по периметру здания подстанции:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 5 \cdot 31 = 155 \text{ (м)} \quad (128)$$

Расчетный коэффициент для определения действительного сопротивления спроектированного контура заземления:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S_{КЗ}}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 1}{\sqrt{1419}} \right) = 0,345 \quad (129)$$

Тогда с учетом (129) действительное сопротивление контура заземления:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S_{КЗ}}} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} \quad (130)$$

$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{20}{\sqrt{1419}} + \frac{20}{152 + 155} = 0,248 \text{ (Ом)} \quad (131)$$

Полученное в (131) значение действительного сопротивления контура заземления должно удовлетворять условию:

$$R_3 < R_{3, \text{доп}} \quad (132)$$

где $R_{3, \text{доп}}$ – максимально допустимое значение контура заземления полученное исходя из условия соответствия напряжения прикосновения, значение определено в (126).

Для полученных расчетных значений сопротивлений условие (132) выполняется:

$$R_3 = 0,248 < R_{з,доп} = 0,76 \quad (133)$$

Так как условие (133) выполняется определим действительное напряжение прикосновения:

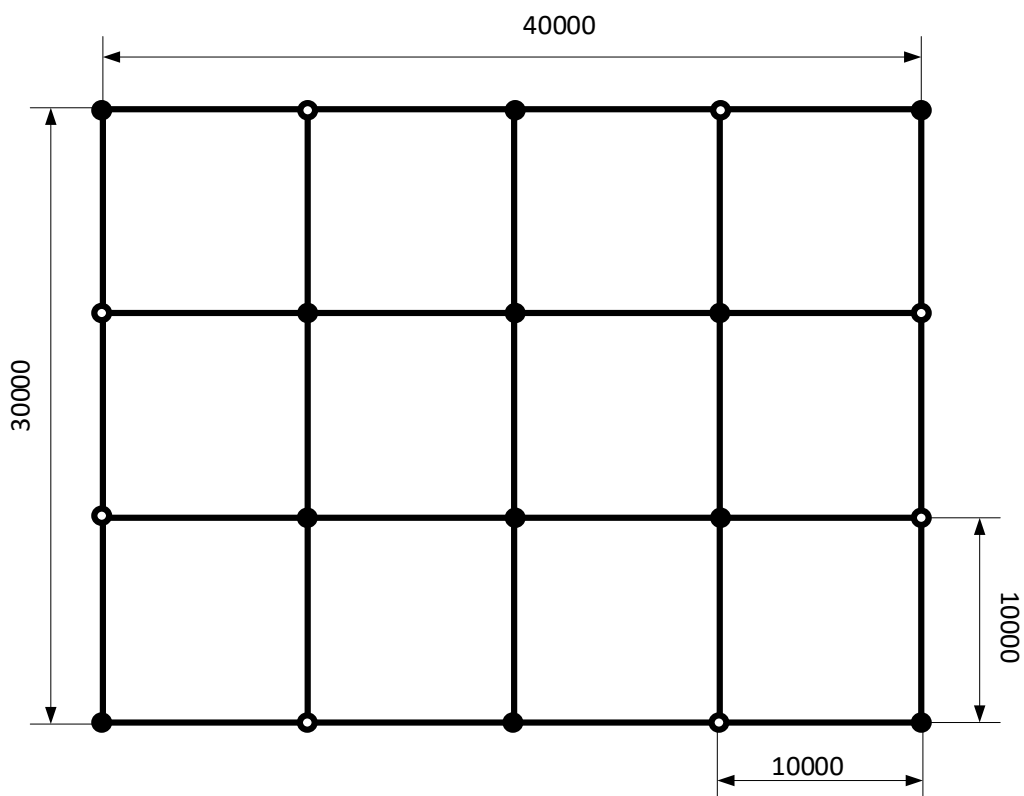
$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_{п0}^{(1)} \cdot R_3 = 0,25 \cdot 2620 \cdot 0,248 = 162,44 \text{ (В)} \quad (134)$$

Значение напряжения прикосновения ниже предельно допустимого $U_{пр,доп} = 500 \text{ (В)}$, поэтому проектируемая система заземления закрытой подстанции выполнена верно и удовлетворяет всем условиям и требованиям безопасности [15].

3.4 Молниезащита

Для зданий закрытых подстанций система молниезащиты выполняется согласно требованиям для объектов третьей категории. Молниезащита выполняется молниеприемной сеткой, установленной на крыше здания подстанции [11].

Сетка выполнена из металлических круглых прутков диаметром 8 мм. Сама сетка уложена под слой гидроизоляции. Соединение сетки с контуром заземления выполняется стальными токопроводами. Расположение токопроводов по периметру здания расположено равномерно, для обеспечения возможности стекания тока по двум путям. План расположения молниеприемной сетки, установленной на крыше здания подстанции показан на рисунке 17.



- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки
- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки совмещенные со спуском токоотводов до ЗУ

Рисунок 17 - План молниезащиты подстанции

Площадь ячейки согласно [11] должна иметь площадь не менее 100 м^2 . Расстояние между спусками согласно [11] должно быть не менее 20 м. На плане расположения молниеприемной сетки (рисунок 17) указаны места спуска. Выбранные точки спуска определены таким образом чтобы не совмещаться с углами здания так как контур заземления подстанции соединен с внутренним контуром заземления подстанции по углам в четырех точках. Согласно плану молниезащиты на рисунке 17 расстояние между токоотводами 20 м и 14 м.

Выводы по разделу 3. В результате расчета несимметричных ТКЗ для стороны 110 кВ определены значения периодических составляющих в начальный момент времени для следующих ТКЗ: двухфазного ТКЗ $I_{\text{п0К1}}^{(2)} = 4,98 \text{ (кА)}$, двухфазного ТКЗ на землю $I_{\text{п0К1}}^{(1.1)} = 1,843 \text{ (кА)}$ и однофазного ТКЗ на землю $I_{\text{п0К1}}^{(1)} = 2,62 \text{ (кА)}$. Также для стороны 110 кВ определены значения

ударных токов для однофазного КЗ $i_{удк1}^{(1)} = 6,67$ (кА), двухфазного КЗ на землю $i_{удк1}^{(1.1)} = 4,69$ (кА) и двухфазного КЗ $i_{удк1}^{(2)} = 12,68$. Полученные значения токов КЗ будут использованы при расчете уставок релейной защиты, а также параметров контура заземления.

Выполнен расчет уставок терминала основной защиты – дифференциальной защиты силового трансформатора выполненной на микропроцессорном терминале марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз.

Выполнен расчет системы заземления здания закрытой подстанции «Паклинская». Получено расчетное число вертикальных заземлителей $n_v = 31$ (шт.) длиной $l_v = 5$ м. которые располагаются по периметру здания подстанции на расстояния 1,5 м от ограждающих конструкций здания. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5.

Система молниезащиты здания подстанции выполнена мониеприемной сеткой с размером ячейки 10×10 (м). Определено количество и места размещения точек спуска токопроводов. Составлен план системы заземления.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены результаты выполнения проекта по реконструкции электрической части понизительной подстанции «Паклинская» 110/10 кВ.

Определено расположение подстанции на плане Калининского района г. Челябинска. Подстанция расположена на ул. Университетская Набережная. Установлено, что на подстанции в эксплуатации находятся два силовых трансформатора ТРДН 25000/110/10/10. Определена $S_{уст} = 50000$ кВА, а также значения $P_{расч} = 47500$ кВт и реактивной $Q_{расч} = 15612,49$ квар. По данным значениям построены годовые упорядоченные графики полной, активной и реактивной мощностей. Определены значения потребляемой энергии в год $W_{год} = 211696467,5$ кВт·ч. Для годового графика активной мощности также определено значение показателей среднегодовой мощности $P_{ср} = 24166,26341$ кВт, коэффициент заполнения графика $k_{зп} = 0,5$, а также число часов использования максимума нагрузок $T_{max} = 4456,76$ ч. По этим значениям можно утверждать, что подстанция 50% годового времени работает с максимумом мощности, таким образом СТ установленные на ПС работают с систематической допустимой минимальной перегрузкой. Значение найденного среднегодового коэффициента загрузки $k_{зср} = 0,5$ позволяет утверждать, что значение является достаточно высоким с точки зрения снижения потерь электрической энергии на подстанции, однако с точки зрения эксплуатации СТ данное значение является удовлетворительным, но не позволяет производить подключение новых потребителей к подстанции.

При проведении реконструкции подстанции предлагается использовать современные технические решения. Базовым и определяющим решением при разработке проекта реконструкции – применение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией, которые позволят достичь уменьшения площади занимаемым оборудованием подстанции;

высокая взрыво- и пожаробезопасность; отсутствие электромагнитных полей; высокая скорость проведения работ по монтажу оборудования.

Для установки на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10 кВ. Выбранный трансформатор имеет расщепленную обмотки низкого напряжения. Выбор типа и мощности трансформаторов производился по методу минимума приведенных затрат. Приведенные затраты на установку двух трансформаторов марки ТРДН 40000 составили $Z_{пр} = 17,84$ млн. руб., а приведенные затраты на установку двух трансформаторов марки ТРДН 63000 составили $Z_{пр} = 18,663$ млн. руб. Для определения приведенных затрат был выполнен расчет годового значения потерь электрической энергии на подстанции. Для варианта с трансформатором ТРДН 40000 годовые потери электрической энергии на подстанции составили $\Delta W_{ПС} = 1049860$ кВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 63000 потери электрической энергии в год составили $\Delta W_{ПС} = 662640$ кВт·ч, что ниже чем для выбранного варианта. Более высокое значение приведенных затрат для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 63000 обусловлено, главным образом, более высокой стоимостью самих трансформаторов.

Представлена методика определения оптимального коэффициента загрузки силовых трансформаторов и представлена зависимость, определяющая влияние изменения коэффициента загрузки на нормативный срок службы силового трансформатора. Для силового трансформатора марки ТРДН 40000 оптимальный коэффициент загрузки был определён на уровне $k_{з\text{ опт}} = 0,36$, что является очень низким значением с точки зрения экономической эффективной загрузки. Для трансформатора ТРДН 63000 оптимальный коэффициент загрузки равен $k_{з\text{ опт}} = 0,37$. Реальный расчетный максимальный коэффициент загрузки для трансформаторов ТРДН 63000 ближе к оптимальному – это подтверждает и более низкое значение потерь электрической энергии, однако не смотря на все условия, к установке принято два трансформатора ТРДН 40000 как более экономически эффективные.

Выполнен расчет трехфазных токов короткого замыкания значения, которых необходимы для выбора и проверки оборудования распределительных устройств. Таким образом, по результатам расчета трехфазных ТКЗ на объекте после замены силовых трансформаторов на трансформаторы марки ТРДН 40000/110/1010 расчетные значения симметричных ТКЗ на стороне 110 кВ составили: периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени $I_{n0K1}^{(3)} = 5,75$ (кА), а ударный ток трехфазного ТКЗ $i_{y\partial} = 14,64$ (кА). Расчетные значения симметричных ТКЗ на стороне 10 кВ составили: периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в начальный момент времени $I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = 9,57$ (кА), а ударный ток трехфазного ТКЗ $i_{y\partial} = 26,12$ (кА). Далее, используя полученные значения необходимо выбрать оборудование распределительных устройств подстанции «Паклинская».

Определены расчетные значения минимально необходимых параметров оборудования. Так как для установки на РУ 110 кВ принято комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ), а это устройство поставляется от одного производителя и выбор производится по одному каталогу [4] и для РУ 10 кВ также выбрано применение комплектных распределительных устройств серии КРУ-80 производства Самарский электроцит, то все каталожные и расчетные параметры были сведены в общие ведомости оборудования отдельно для стороны 110 кВ (таблица 7) и отдельно для РУ 10 кВ (таблицу 8).

Выполнен расчет несимметричных ТКЗ. Для стороны 110 кВ определены значения периодических составляющих в начальный момент времени для следующих ТКЗ: двухфазного ТКЗ $I_{n0K1}^{(2)} = 4,98$ (кА), двухфазного ТКЗ на землю $I_{n0K1}^{(1.1)} = 1,843$ (кА) и однофазного ТКЗ на землю $I_{n0K1}^{(1)} = 2,62$ (кА). Также для стороны 110 кВ определены значения ударных токов для однофазного КЗ $i_{удK1}^{(1)} = 6,67$ (кА), двухфазного КЗ на землю $i_{удK1}^{(1.1)} =$

4,69 (кА) и двухфазного КЗ $i_{удк1}^{(2)} = 12,68$. Полученные значения токов КЗ будут использованы при расчете уставок релейной защиты, а также параметров контура заземления.

Выполнен расчет уставок терминала основной защиты – дифференциальной защиты силового трансформатора выполненной на микропроцессорном терминале марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз.

Выполнен расчет системы заземления здания закрытой подстанции «Паклинская». Получено расчетное число вертикальных заземлителей $n_{в} = 31$ (шт.) длиной $l_{в} = 5$ м. которые располагаются по периметру здания подстанции на расстояния 1,5 м от ограждающих конструкций здания. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5.

Система молниезащиты здания подстанции выполнена мониеприемной сеткой с размером ячейки 10×10 (м). Определено количество и места размещения точек спуска токопроводов. Составлен план системы заземления.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы спроектирована электрическая часть понизительной подстанции «Паклинская». Выбрано оборудование, удовлетворяющее текущей нагрузке подстанции и обеспечивающее нормальный режим ее функционирования. Выбраны проектные решения, соответствующие современным тенденциям в проектировании подстанций расположенных в черте жилых микрорайонов развивающихся городов. Уели и задачи ВКР выполнены в полном объеме.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-110 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit_Katalog_KRUE_SE_SHCH_110.pdf (дата обращения: 05.04.2022).
3. АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». Каталог продукции. Вакуумные выключатели. // Веб-сайт компании АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». 2021. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/> (дата обращения: 05.04.2022).
4. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования "ЗЭТО": [сайт]. [2021]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 05.04.2022).
5. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
6. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 05.04.2022).
7. Интерактивная карта загрузки центров питания [Электронный ресурс] // Портал электросетевых услуг ПАО Россети: [сайт]. [2021]. URL: https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 05.04.2022).

8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.
9. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.
10. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 С.
11. Министерство энергетики Российской Федерации. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. 60 С.
12. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 С.
13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е изд. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. 607 С.
14. ООО "РЗА Системз". Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств HC83-LN2 // Официальный сайт производителя оборудования ООО "РЗА Системз". 2012. URL: http://rzasystems.kz/wp-content/uploads/2019/01/METODIKA-DT2-v-0_08a.pdf (дата обращения: 08.08.2021).
15. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
17. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
18. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
20. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО "ФСК ЕЭС", 2010. 128 с.
21. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО "Россети Урал": [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 05.04.2022).
22. Christophorou LG, Olthof JK, Vassiliou P, editors. Gaseous Dielectrics X. New York: Springer, 2004. 519 pp.
23. Christophorou LG, Olthoff JK, editors. Gaseous Dielectrics IX. New York: Springer, 2001. 660 pp.
24. Dharmesh P., Nilesh C. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer, 2020. 193 pp.
25. Krieg T, Finn J, editors. Substations. Bern: Springer International Publishing, 2019. 1079 pp.
26. Misrikhanov M.S., Mozgalev K.V., Shuntov A.V. Reliability of Gas Insulated Substations and Switchgears with Traditional Insulation // Power Technology and Engineering, No. 37, 2003. pp. 377-383.