

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)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ
«Промышленная» района Сино г. Душанбе

Студент

М.М. Мехроншоев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Представлено обоснование проведения реконструкции подстанции «Промышленная» расположенной в г. Душанбе Республики Таджикистан. Объектом выпускной квалификационной работы является электрическая часть подстанции напряжением 110/10 кВ «Промышленная». Для разработки проекта реконструкции объекта выпускной квалификационной работы, на первом этапе выполнен анализ энергорайона подстанции «Промышленная» и состояние оборудования подстанции. Основной причиной необходимости проведения реконструкции объекта является текущая загрузка подстанции. Загрузка подстанции не позволяет выполнить подключение новых потребителей, что влечет за собой не возможность строительства в районе новых зданий и сооружений, а также ставит снабжение текущих потребителей под угрозу нарушения качества и надёжности электроснабжения. На основании проведенного анализа подстанции «Промышленная» выполнен выбор оптимального типа, числа и мощности силовых трансформаторов. Критерием оптимальности выбора был принят критерий минимальных приведенных затрат на вариант установки силовых трансформаторов. Сравнение вариантов было выполнено между силовым трансформатором ТРДН 25000/110/10/10 и силовым трансформатором ТРДН 40000/110/10/10. В результате проведенных расчетов определено, что трансформатор марки ТРДН 25000/110/10/10 будет оптимальным вариантом для установки на подстанции «Промышленная».

В работе выполнен расчет уровней токов короткого замыкания после установки новых силовых трансформаторов. Расчет выполнен для симметричных и не симметричных токов короткого замыкания. На основании рассчитанных токов короткого замыкания в работе выполнен выбор основного оборудования подстанции, соответствующее современным требованиям по надежности, безопасности и качеству. Для защиты оборудования подстанции от возможных аварийных ситуаций выполнен расчет системы релейной защиты. Для установки на подстанции промышленная приняты

микропроцессорные терминалы дифференциальной защиты силового трансформатора. Для защиты от прямых ударов молнии, на объекте предусмотрена установка стержневых молниеотводов. По результатам расчетов системы молниезащиты, вся территория подстанции находится внутри защищаемой зоны, как на уровне земли, так и на уровне высоты наиболее высокого объекта подстанции. Выполнен расчет системы заземления открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ. В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции подстанции, отвечающий современным требованиям и нормам проектирования для вновь строящихся и реконструируемых объектов электросетевого комплекса. Использовано оборудование российского производства и российские нормы проектирования.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы представлена 59 страницами формата А1, таблиц 17, рисунков 7. Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на шести листах формата А1.

ABSTRACT

The work title is: “Substation “Promishlennaya” retrofit with a voltage classes 110 kV and 10 kV situated in Simoni district of Dushanbe city”.

The goal is to increase the substation capacity by replacing the old power transformers with a new one, which must be more powerful. The substation retrofit will influence the economic situation and will give the opportunity to build a new block of flats, municipal buildings, market places and so on. The work could be divided on three main parts. The first part include first and second sections were the substation electrical loads were calculated and power transformers capacity was selected. The second part of the work include the sections from third to fourth include the electrical equipment selection. The first step for the equipment selection is a short circuit currents calculation. The results of short circuit currents calculating were used for equipment selection. The high voltage switch gears were selected, the disconnectors, current transformers and voltage transformers. He third part of the work with sections from five to nine devoted for substation protecting systems design. The relay protection system with digital devices were designed and triggers for differential protection were calculated. Also the lightning protection and grounding system systems were designed.

One of the work result is Russian electrical equipment use during the project, so it could be useful in real projects were the Russian equipment could be used in Tajikistan Electrical Grid.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. Характеристика объекта выпускной квалификационной работы	9
2 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Промышленная»	13
2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора	13
2.2 Базовый вариант установки силовых трансформаторов	14
2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора	21
2.4 Выбор трансформатора подстанции	24
2.5 Выводы по разделу 2	24
3 Расчет токов короткого замыкания	25
3.1 Расчет симметричных ТКЗ	25
3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания (НТКЗ)	28
3.3 Выводы по разделу 3	32
1. Составлены расчетные схемы для определения значений токов короткого замыкания на подстанции после замены силовых трансформаторов на более мощные	32
4 Выбор оборудования	33
4.1 Выбор выключателя 110 кВ	33
4.2 Выбор выключателя 10 кВ	34
4.3 Выбор разъединителей	35
4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ	35
4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ	37
4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	39
4.7 Выбор гибких шин	39
4.8 выводы по разделу 4	41
5 Релейная защита	42
5.1 Расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора	42
5.2 Выводы по разделу 5	47
6 Выбор оперативного тока подстанции	48

6.1 Характеристика системы оперативного тока подстанции.....	48
6.1 Выводы по разделу 6	48
7 Собственные нужды подстанции	49
7.1 Определение параметров системы собственных нужд подстанции.....	49
7.2 Выводы по разделу 7	50
8 Заземление подстанции	51
8.1 Расчет системы заземления.....	51
8.2 Выводы по разделу 8	53
9 Молниезащита подстанции	54
9.1 Расчет молниезащиты.....	54
9.2 Выводы по разделу 9	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	57

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль является основой нормального функционирования и экономического развития отраслей народного хозяйства. Отсутствие резерва мощностей на объектах электроэнергетической отрасли, к которым относятся электростанции и подстанции может препятствовать строительству крупных промышленных предприятий, а также жилых районов с развитой инфраструктурой.

Развитие электроэнергетической системы Республики Таджикистан связано с начала освоения энергетических ресурсов Республики. Интенсивное исследования в этой области приходится на 30-ые года двадцатого века.

Первая электростанция в Республике Таджикистан была введена в эксплуатацию в 1936 году, это была гидроэлектростанция Варзоб, которая расположена вблизи г. Душанбе на реке Варзоб. В настоящее время в состав энергосистемы Республики Таджикистан входит 11 гидроэлектростанций (ГЭС) и 3 теплоэлектростанции (ТЭЦ). Основная доля вырабатываемой мощности ТЭЦ, как тепловой, так и электрической потребляется текстильным комбинатом г. Душанбе. А также для электроснабжения Яванского района – Яванская ТЭЦ. Кроме того, в Республике Таджикистан в настоящее время ведутся работы по использованию альтернативных источников энергии, так в Республике функционируют малые ГЭС, ветроэлектростанции и солнечные электростанции. Однако доля альтернативных электростанций в суммарной мощности энергосистемы Республики Таджикистан не велика.

Кроме того, в распределительных сетях Республики Таджикистан наблюдаются повышенные потери, которые по различным источникам находятся в пределах от 13 до 21%. Это может быть связано с несколькими факторами, во-первых, с несанкционированными подключениями и воровством электрической энергии, а также с плохо развитой системой распределения, где отсутствует необходимое число трансформаторных подстанций, что в свою очередь влияет на протяженности отдельных линий распределительной сети.

Поэтому вопрос реконструкции существующих и строительства новых подстанций, наряду с развитием энергосистемы является актуальным и выпускная квалификационная работа, направленная на реконструкцию электрической части существующей подстанции также актуальна.

Сотрудничество правительства Республики Таджикистан с крупными иностранными компаниями, такими как General Electric, Toshiba – Энергетика и др. позволило провести строительство новых и реконструкцию старых объектов электроэнергетики. В выпускной квалификационной работе предлагается разработать электрическую часть понизительной подстанции с использованием высоковольтного и электротехнического оборудования Российского производства.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение трансформаторной мощности подстанции для подключения новых потребителей и повышения качества и надежности электроснабжения уже подключенных потребителей.

При проектировании электрической части понизительной подстанции необходимо использовать только современные виды высоковольтного и электротехнического оборудования, а также современные методики выбора и инженерного проектирования.

Объектом выпускной квалификационной работы является понизительная подстанция 110/10 кВ «Промышленная» расположенная в районе Сино г. Душанбе.

1. Характеристика объекта выпускной квалификационной работы

Подстанция 110/10 кВ «Промышленная» расположена в г. Душанбе, в районе Сино. Площадь района Сино составляет 43,8 км². Население района Сино насчитывает примерно 307 300 человек. Это крупнейший из четырех район г. Душанбе. В 2013 году правительство Республики Таджикистан объявило о намерениях увеличить территорию г. Душанбе в три раза. Поэтому развитие системы электроснабжения города является актуальной.

Территориально подстанция «Промышленная» расположена вблизи рынка Фаровон, план расположения подстанции представлен на рисунке 1.

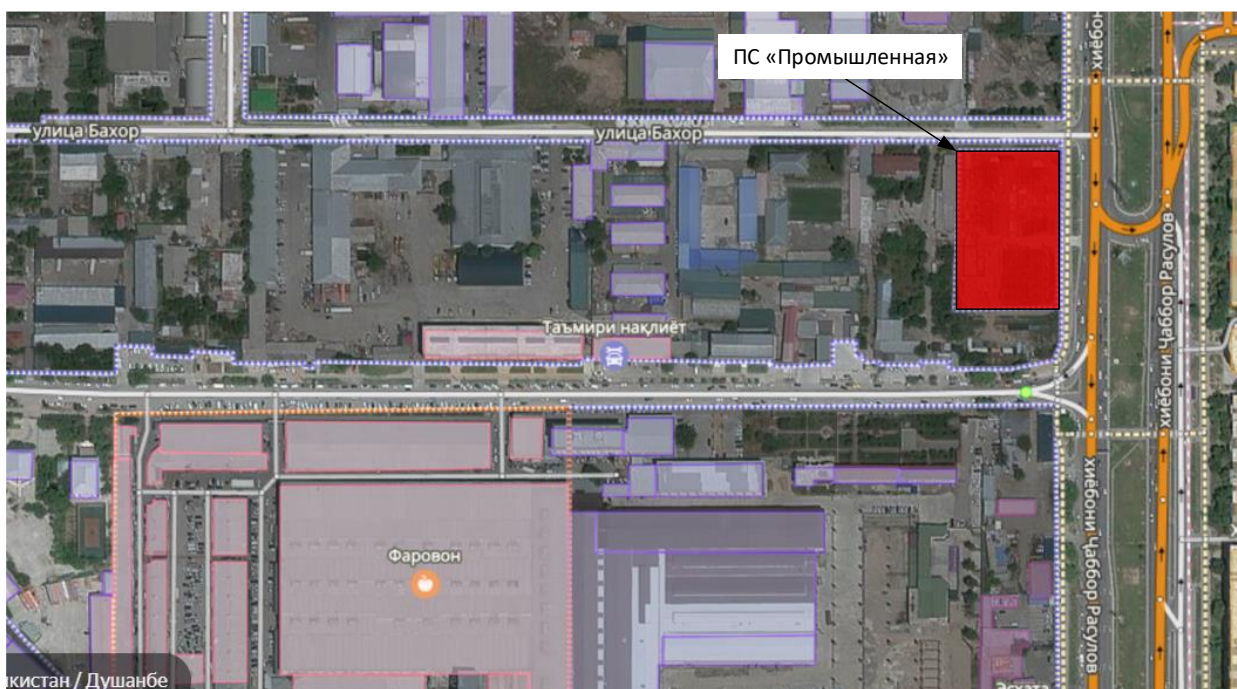


Рисунок 1 – План расположения подстанции «Промышленная»

В эксплуатации подстанция «Промышленная» находится более 30 лет, при этом на «Подстанции» не проводилось реконструкций. Нормативный срок службы оборудования подстанции, в частности силовых трансформаторов составляет 30 лет, при условии отсутствия длительных аварийных перегрузок. Силовые трансформаторы подстанции уже выработали нормативный срок

службы и требуют замены, так как это при всем снизит риск развития аварийной ситуации в системе электроснабжения г. Душанбе.

Основная часть потребителей подстанции «Промышленная» относятся к I и II категории надежности, поэтому на подстанции установлено два силовых трансформатора. Подстанция «Промышленная» выполнена с открытым распределительным устройством (ОРУ) напряжения 110 кВ, и с закрытым распределительным устройством (ЗРУ) 10 кВ.

Схема ОРУ представляет собой схему 110-4Н, с выключателями в цепях трансформатора и разъединителями в цепях линии, между линиями выполнена неавтоматическая ремонтная перемычка. На стороне 10 кВ схема выполнена как одна секционированная система шин в секционном выключателе с подключением к ячейкам 10 кВ кабельных вводов для питания потребителей.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 16 МВА.

По данным замеров, мощности подстанции «Промышленная» загрузка трансформаторов составляет 95% от установленной мощности. Максимальная мощность подстанции $S_{ПС}^{макс} = 30,4 МВА$. Для сетей 110 кВ, коэффициент мощности с условиями компенсации реактивной мощности должен находиться в пределах 0,95, следовательно, максимальная активная мощность определим как:

$$P_{ПС}^{макс} = S_{ПС}^{макс} \cdot \cos \varphi = 30,4 \cdot 0,95 = 28,8 МВт. \quad (1)$$

Построим графики полной и активной мощности для подстанции 110/10 кВ «Промышленная». На рисунке 2 представлен график полной мощности подстанции 110/10 кВ «Промышленная», а на рисунке 3 упорядоченный годовой график активной мощности.

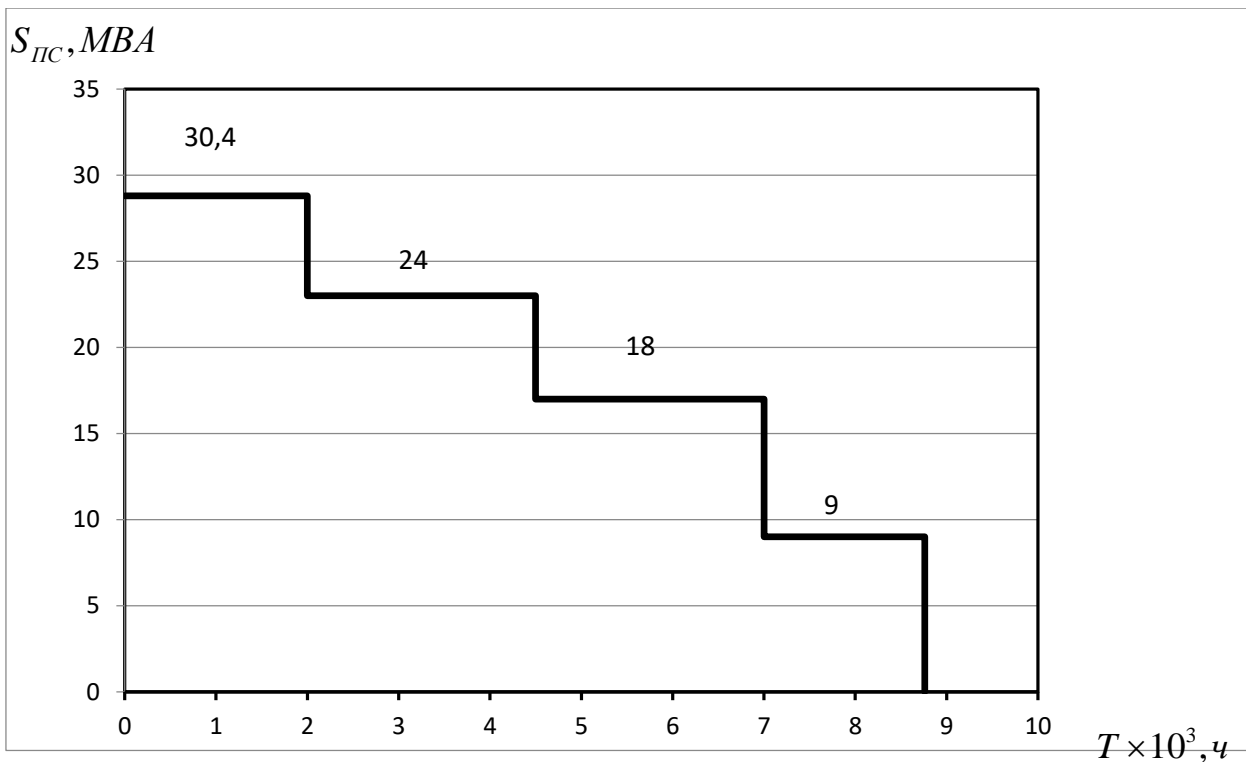


Рисунок 2 – Упорядоченный годовой график полной мощности подстанции

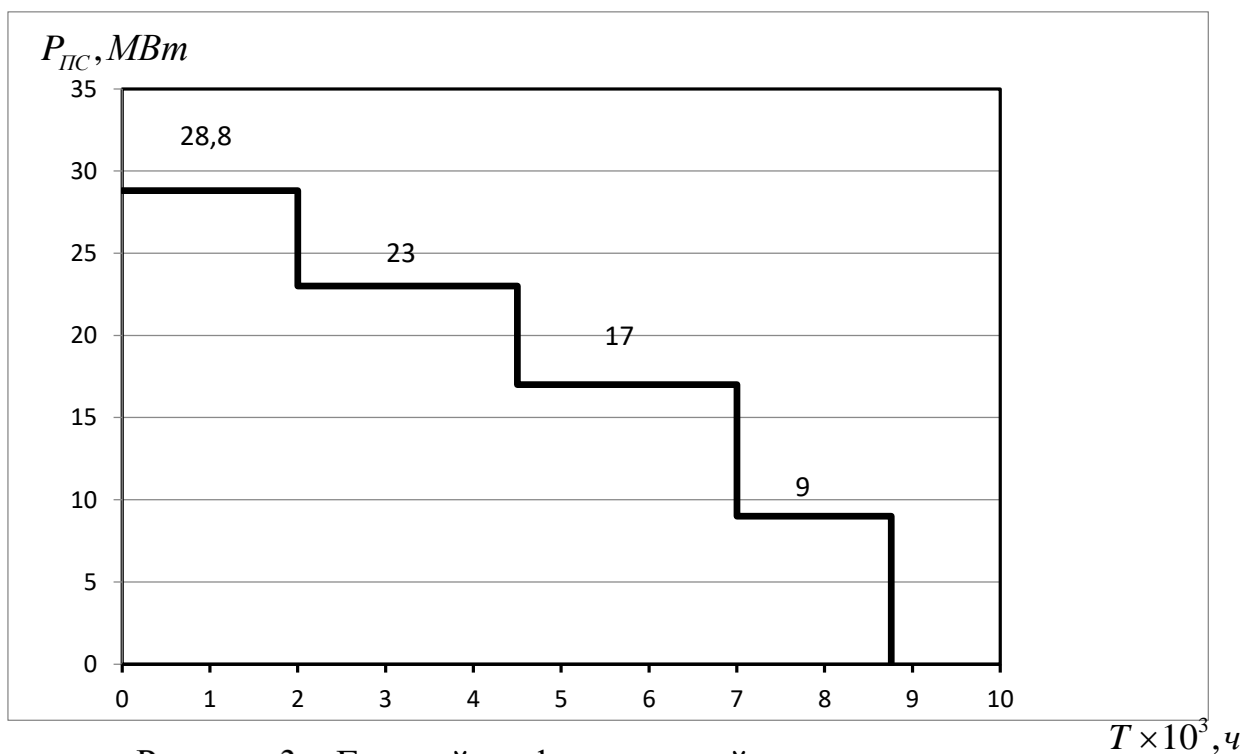


Рисунок 3 – Годовой график активной мощности подстанции

Потребляемая энергия по всей подстанции:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_i, \quad (1.2)$$

где P_{in} - значение активной мощности на каждой ступени годового графика активной мощности подстанции (значения подписаны для каждой ступени на рисунке 1.3), МВт; t_i - длительность каждой ступени годового графика активной мощности подстанции, ч.

Для значений, представленных на рисунке 4 по (1.2):

$$W_{ПС} = 28,8 \cdot 2 + 23 \cdot 2,5 + 17 \cdot 2,5 + 9 \cdot 1,76 = 173,44 \text{ (МВт}\cdot\text{ч)}.$$

Определим параметры годового графика подстанции. Число часов максимальной работы:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}^{макс}} = \frac{173,44}{28,8} = 6,02 \cdot 10^3 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения годового графика:

$$k_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6020}{8760} = 0,69 \text{ ч.}$$

Выводы по разделу 1

1. Дана характеристика объекта выпускной квалификационной работы.
2. Построен годовой упорядоченный график мощности подстанции.
3. Определены показатели годового упорядоченного графика нагрузок подстанции.

2 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Промышленная»

Выбор силовых трансформаторов является определяющим для последующих расчетов. Для выбора силовых трансформаторов будет выполнен выбор необходимой мощности трансформатора, а затем выбраны два варианта установки силовых трансформаторов, которые будут сравниваться по значению приведенных затрат. Вариант с наименьшими приведенными затратами считается оптимальным.

2.1 Определение номинальной мощности силового трансформатора

Минимально необходимая мощность силового трансформатора:

$$S_{\text{номТ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}^{\text{макс}} \cdot K_{1-2}}{k_{\text{пер}} (n-1)}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{ПС}}^{\text{макс}}$ - полная максимальная расчетная мощность подстанции, принята равной 30,4 МВА;

K_{1-2} - коэффициент участия потребителей I и II категории надежности, примем равным 0,85;

$k_{\text{пер}}$ - коэффициент перегрузки, для двухтрансформаторной подстанции примем равным $k_{\text{пер}} = 1,4$;

n - число трансформаторов на подстанции, примем равным 2.

Мощность силового трансформатора на ПС должна удовлетворять условию:

$$S_{\text{номТ}} \geq \frac{30,4 \cdot 0,85}{1,4(2-1)},$$
$$S_{\text{номТ}} \geq 18,5 \text{ (МВА)}.$$

Мощность силового трансформатора (СТ) на подстанции должна быть больше либо равна 18,5 МВА. Стандартная таблица мощностей СТ позволяет выбрать ближайшие СТ с большей мощностью. Выбираем в качестве базового

варианта установку двух силовых трансформаторов мощностью 25 МВА, а в качестве альтернативного варианта два силовых трансформатора мощностью 40 МВА.

2.2 Базовый вариант установки силовых трансформаторов

Согласно справочных и каталожных данных производителей силовых трансформаторов выберем СТ марки ТРДН 25000/110/10 кВ, паспортные данные трансформатора представлены в таблице 1.

Выполним расчет потерь электрической энергии в СТ. Для этого выполним расчет приведенных потерь мощности в силовом трансформаторе марки ТРДН 25000/110/10 кВ.

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН 25000/110/10

Тип силового трансформатора	$S_{ном}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН1}$, кВ	$U_{НН2}$, кВ	$u_{кз}$, %	$P_{кз}$, кВт	$P_{хх}$, кВт	$i_{хх}$, %
ТРДН	25000	115	10,5	10,5	10,5	120	25	0,65

Методика расчета потерь мощности, представленная в [20] включает в себя следующие этапы.

- 1) Определение коэффициента загрузки обмоток. Для обмотки ВН – 110 кВ

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.2)$$

Для обмотки НН1 – 10 кВ:

$$k_{з.НН1} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.3)$$

Для обмотки НН2 – 10 кВ:

$$k_{з.НН2} = \frac{S_{НН2}^{макс}}{S_{номТ}}, \quad (2.4)$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода определяются из выражения, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.5)$$

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания. Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.6)$$

Для обмотки НН1 и НН2 – 10 кВ:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (2.7)$$

Величина напряжения короткого замыкания для каждой обмотки определяется из паспортного значения напряжения короткого замыкания.

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН}, \quad (2.8)$$

Для обмоток НН1 и НН2 – 10 кВ:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН}, \quad (2.9)$$

Нагрузочные потери в СТ в режиме короткого замыкания. Определяются для каждой обмотки.

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН}, \quad (2.10)$$

Для обмотки НН1 – 10 кВ:

$$P'_{кНН1} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1}, \quad (2.11)$$

Для обмотки НН2 – 10 кВ:

$$P'_{кНН2} = P_{кНН2} + k_{un} \cdot Q_{кНН2}, \quad (2.12)$$

Потери активной мощности короткого замыкания для всех обмоток СТ.

Для обмотки ВН $P_{кВН} = 0$, а для обмоток НН1 и НН2

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН}.$$

Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x, \quad (2.13)$$

Итоговое значение потерь в трансформаторе определяются:

$$P'_T = P'_x + k_{3ВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{3НН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{3НН2}^2 \cdot P'_{кНН2}, \quad (2.14)$$

Результаты расчета приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе согласно представленной методике (2.2-2.14) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета потерь мощности для базового варианта

Параметр	Используемое выражение	Результат расчета
1	2	3
P'_T , кВт	$P'_T = P'_x + k_{3ВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{3НН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{3НН2}^2 \cdot P'_{кНН2},$	366,55988

Продолжение таблицы 2

1	2	3
$k_{3.BH}$	$k_{3.BH} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}$,	1,152
$k_{3.HH1}$	$k_{3.HH1} = \frac{S_{HH1}^{макс}}{S_{номТ}}$,	0,576
$k_{3.HH2}$	$k_{3.HH2} = \frac{S_{HH2}^{макс}}{S_{номТ}}$,	0,576
P'_x , кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ун} \cdot Q_x$,	33,125
Q_{xx}	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}$,	162,5
$P'_{кВH}$, кВт	$P'_{кВH} = P_{кВH} + k_{ун} \cdot Q_{кВH}$,	16,40625
$P'_{кHH1}$	$P'_{кHH1} = P_{кHH1} + k_{ун} \cdot Q_{кHH1}$,	469,6875
$P'_{кHH2}$, кВт	$P'_{кHH2} = P_{кHH2} + k_{ун} \cdot Q_{кHH2}$,	469,6875
$U_{кВH}$, %	$U_{кВH} = 0,125 \cdot u_{кВH-HH}$,	1,3125
$U_{кHH1}$, %	$U_{кHH} = U_{кHH1} = U_{кHH2} = 0,175 \cdot u_{кВH-HH}$,	18,375
$U_{кHH2}$, %	$U_{кHH} = U_{кHH1} = U_{кHH2} = 0,175 \cdot u_{кВH-HH}$,	18,375
$Q_{кВH}$, квар	$Q_{кВH} = \frac{U_{кВH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	328,125
$Q_{кHH1}$, квар	$Q_{кHH} = Q_{кHH1} = Q_{кHH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	4593,75
$Q_{кHH2}$, квар	$Q_{кHH} = Q_{кHH1} = Q_{кHH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	4593,75

Потери электрической энергии в силовом трансформаторе определяются по методике, представленной в [20] и по данным годового графика активной мощности представленном на рисунке 3.

Величина потерь электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (2.15)$$

Значение величины $\Delta W_{ПС}$ складывается из:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (2.16)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания, которое определяется для каждой обмотки СТ

Для обмотки ВН – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{зВНi}^2 \cdot T_i, \quad (2.17)$$

Для обмотки НН1 – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{зНН1i}^2 \cdot T_i \quad (2.18)$$

Для обмотки НН2 – 110 кВ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{зНН2i}^2 \cdot T_i \quad (2.19)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок.

Для удобства выполнения расчетов составим таблицу 3 куда занесем все выполненные расчеты.

Таблица 3 – Определение потерь на подстанции для базового варианта

i , № ступени графика	S_i , кВА	S_{iHH1}	S_{iHH2}	n CT	t_i	ΔP_{xx}	k_{3BH}	k_{3HH1}	k_{3HH2}	ΔW_{KiBH}	ΔW_{KiHH1}	ΔW_{KiHH2}
1	30400	15200	15200	2	1000	66250	1,9	0,608	0,608	29613,28	3032,4	3032,4
2	24320	12160	12160	2	2000	650000	1,52	0,4864	0,4864	37905	3881,472	3881,472
3	18240	9120	9120	2	750	24609,38	1,14	0,3648	0,3648	7995,586	818,748	818,748
4	10640	5320	5320	2	600	563625	0,665	0,2128	0,2128	2176,576	222,8814	222,8814
					4350	1304484				77690,44	7955,501	7955,501
					Итого	1398086						

Стоимость 1 кВ·ч электрической энергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (2.20)$$

$$C_э = \frac{640}{5986} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{лс}, \quad (2.21)$$

$$I_э = 1,25 \cdot 1398086 = 1742452 \text{ руб}.$$

Величина годовых отчислений для базового варианта:

$$I_о = p_{сум} \cdot K, \quad (2.22)$$

Для силового оборудования напряжением 110 кВ суммарный коэффициент отчислений ($p_{сум}$) может быть принят равным 0,094.

Величина приведенных затрат:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_о + I_э, \quad (2.23)$$

где E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, принят равным 0,15;

K – стоимость силовых трансформаторов. Стоимость СТ марки ТРДН 25000/110/10/10.

Расчеты по выражениям (2.20)-(2.23) сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета для базового варианта

Параметр	Выражение для определения	Расчетное значение	Ед.измерения
1	2	3	4
Годовые отчисления	(2.22)	1786000	руб

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Капитальные затраты на оборудования ПС	-	19000000	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии	(2.21)	1742451,545	руб
Стоимость одного кВт·ч	(2.20)	1,249066	руб/кВтч
Приведенные затраты	(2.23)	9228451,545	руб

2.3 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта установки силового трансформатора

Для альтернативного варианта установки СТ по справочным и каталожным данным выберем силовой трансформатор марки ТРДН 40000/110. Паспортные данные выбранного СТ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Паспортные данные ТРДН 40000/110/10/10

Тип силового трансформатора	S _{ном} , кВА	U _{вн} , кВ	U _{нн1} , кВ	U _{нн2} , кВ	u _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{хх} , кВ	i _{хх} , %
ТРДН	40000	115	10,50	10,5	10,5	170	34	0,55

Расчет для альтернативного варианта выполняется аналогично расчету базового варианта по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.2-2.14). Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета потерь мощности силового трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
1	2	3
P'_T , кВт	$P'_T = P'_x + k_{3BH}^2 \cdot P'_{кBH} + k_{3HH1}^2 \cdot P'_{кHH1} + k_{3HH2}^2 \cdot P'_{кHH2}$	263,22048

Параметр	Формула для определения параметра	Результат расчета
1	2	3
$k_{3.BH}$	$k_{3.BH} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}}$,	1,152
$k_{3.HH1}$	$k_{3.HH1} = \frac{S_{HH1}^{макс}}{S_{номТ}}$,	0,36
$k_{3.HH2}$	$k_{3.HH2} = \frac{S_{HH2}^{макс}}{S_{номТ}}$,	0,36
P'_x , кВт	$P'_x = \Delta P_x + k_{ун} \cdot Q_x$,	45
Q_{xx}	$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ}$,	220
$P'_{кВH}$, кВт	$P'_{кВH} = P_{кВH} + k_{ун} \cdot Q_{кВH}$,	26,25
$P'_{кHH1}$	$P'_{кHH1} = P_{кHH1} + k_{ун} \cdot Q_{кHH1}$,	707,5
$P'_{кHH2}$, кВт	$P'_{кHH2} = P_{кHH2} + k_{ун} \cdot Q_{кHH2}$,	707,5
$U_{кВH}$, %	$U_{кВH} = 0,125 \cdot u_{кВH-HH}$,	1,3125
$U_{кHH1}$, %	$U_{кHH} = U_{кHH1} = U_{кHH2} = 0,175 \cdot u_{кВH-HH}$,	18,375
$U_{кHH2}$, %	$U_{кHH} = U_{кHH1} = U_{кHH2} = 0,175 \cdot u_{кВH-HH}$,	18,375
$Q_{кВH}$, квар	$Q_{кВH} = \frac{U_{кВH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	525
$Q_{кHH1}$, квар	$Q_{кHH} = Q_{кHH1} = Q_{кHH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	7350
$Q_{кHH2}$, квар	$Q_{кHH} = Q_{кHH1} = Q_{кHH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot S_{номТ}$,	7350

Значения потерь электрической энергии выполняется по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.15-2.19), результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет потерь электрической энергии в трансформаторе альтернативного варианта

i , № ступен и графика	S_i , кВА	S_{iHH1}	S_{iHH2}	n CT	t_i	ΔP_{xx}	k_{3BH}	k_{3HH1}	k_{3HH2}	ΔW_{KiBH}	ΔW_{KiHH} 1	ΔW_{KiHH} 2
1	30400	15200	15200	2	1000	90000	1,9	0,38	0,38	47381,25	1895,25	1895,25
2	24320	12160	12160	2	2000	880000	1,52	0,304	0,304	60648	2425,92	2425,92
3	18240	9120	9120	2	750	39375	1,14	0,228	0,228	12792,94	511,7175	511,7175
4	10640	5320	5320	2	600	849000	0,665	0,133	0,133	3482,522	139,3009	139,3009
					4350	1858375				124304,7	4972,188	4972,188
					Итого	1992624						

Стоимость потерь и затрат на оборудование альтернативного варианта выполняется аналогично п.2.2 ВКР по методике, представленной в [20] и по выражениям (2.20-2.23), результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета затрат на альтернативный вариант

Параметр	Выражение для определения	Расчетное значение	Ед.измерения
1	2	3	4
Годовые отчисления	(2.22)	2820000	руб
Капитальные затраты на оборудования ПС	-	30000000	руб
Стоимость годовых потерь электроэнергии	(2.21)	2483431,893	руб
Стоимость одного кВт·ч	(2.20)	1,249066	руб/кВтч
Приведенные затраты	(2.23)	14303431,89	руб

2.4 Выбор трансформатора подстанции

Выполним сравнительный анализ значений приведенных затрат для базового и альтернативного вариантов. Условием выбора варианта СТ будет величина наименьших приведенных затрат. Приведенные затраты для базового варианта с установкой на подстанции двух СТ марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ составили 9 228 451,545 руб. Приведенные затраты для альтернативного варианта с установкой на подстанции двух СТ марки ТРДН 40000/110/10 составили 14 303 431,89 рублей. Условие выбора варианта:

$$Z_{пр(базовый)} = 9\ 228\ 451,545 < 14\ 303\ 431,89 = Z_{пр(альтернативный)}.$$

Исходя из проведенного сравнения выбираем вариант с установкой двух трансформаторов марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ.

2.5 Выводы по разделу 2

1. Определено число и мощность силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции.

3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора оборудования подстанции и для расчета параметров и уставок релейной защиты подстанции необходимо выполнить расчет уровней токов короткого замыкания.

3.1 Расчет симметричных ТКЗ

Симметричными токами короткого замыкания (СТКЗ) являются трехфазные токи, величина трехфазного тока короткого замыкания для сетей 110/10 кВ является определяющей при выборе оборудования. Для расчета СТКЗ составим схему – рисунок 4.

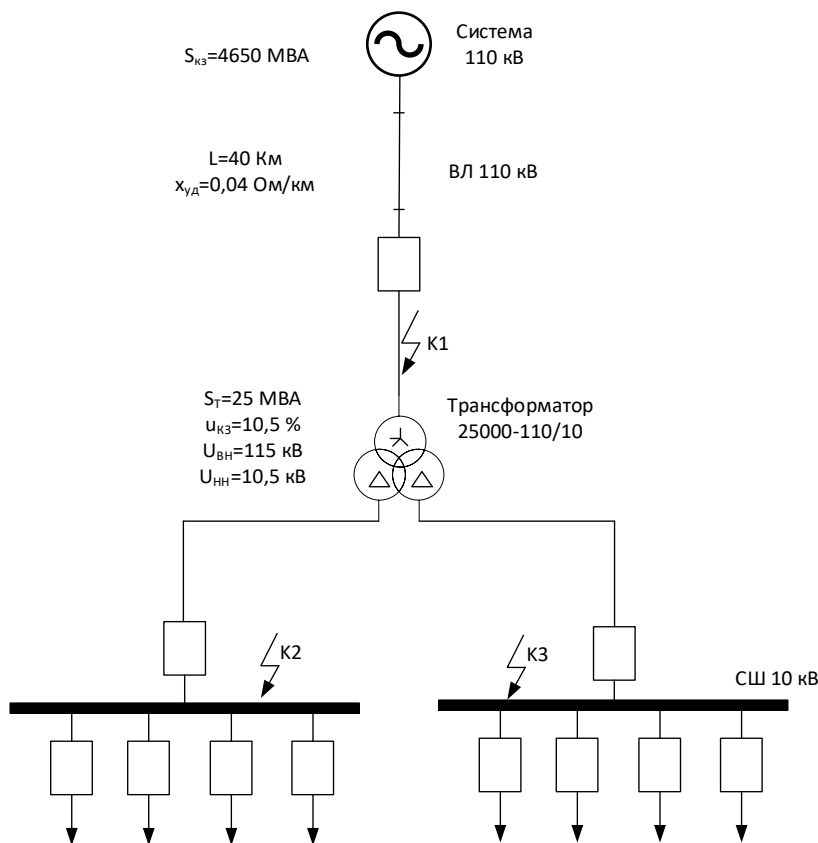


Рисунок 4 – Схема для расчета СТКЗ

По схеме на рисунке 4 составим схему замещения, представленную на рисунке 5а. Для расчета тока короткого замыкания определены три точки: К1,

K2 и K3. Выполним расчет СТКЗ для каждой расчетной точки. Для этого необходимо определить параметры схемы замещения (рисунок 5а)

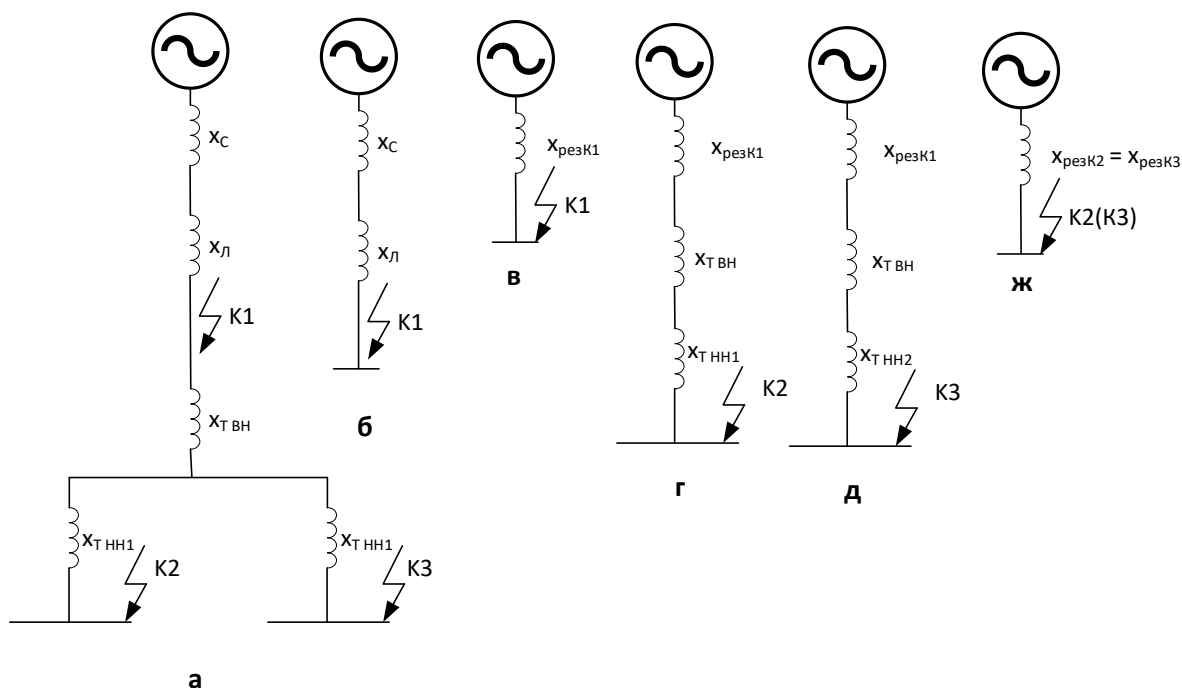


Рисунок 5 – Схема замещения

Расчет параметров схемы замещения.

Индуктивное сопротивление системы определяется по выражению:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}} \quad (3.1)$$

$$x_{*c} = \frac{1000}{4650} = 0,215$$

Индуктивное сопротивление ЛЭП:

$$x_{*л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.н}^2} \quad (3.2)$$

$$x_{*л} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,21$$

Сопротивление до расчетной точки K1:

$$x_{*pezK1} = x_{*c} + x_{*л} \quad (3.3)$$

$$x_{*pezK1} = 0,215 + 1,21 = 1,425$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.н}} \quad (3.4)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{o}}''}{x_{*pezK1}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (3.5)$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{1}{1,425} \cdot 5,02 = 3,523 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.6)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,523 \cdot 1,8 = 8,969 \text{ кА}$$

Для расчета СТКЗ в точках К2 и К3 схема замещения имеет вид показанный на рисунке 5г, т.е. добавляется индуктивное сопротивление трансформатора (обмотки ВН и обмотки НН1)

Параметры схемы замещения для силового трансформатора

$$x_{*ТВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}} \quad (3.7)$$

$$x_{*ТВН} = \frac{1,3}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,52$$

$$x_{*ТНН} = x_{*ТНН1} = x_{*ТНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}} \quad (3.8)$$

$$x_{*T_{HH}} = x_{*T_{HH1}} = x_{*T_{HH2}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35$$

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned} x_{*резK2} &= x_{*резK1} + x_{*T_{BH}} + x_{*T_{HH}} \\ x_{*резK2} &= 1,425 + 0,52 + 7,35 = 9,295 \end{aligned} \quad (3.9)$$

Базисный ток в точке К2:

$$\begin{aligned} I_{\bar{o}} &= \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} \\ I_{\bar{o}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Периодическая составляющая ТКЗ в точке К2:

$$\begin{aligned} I_{n0K2}^{(3)} &= \frac{E_{*\bar{o}}''}{x_{*резK2}} \cdot I_{\bar{o}} \\ I_{n0K2}^{(3)} &= \frac{1}{9,295} \cdot 54,968 = 5,916 \text{ кА} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Ударный ток в точке К2:

$$\begin{aligned} i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\partial} \\ i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot 5,16 \cdot 1,93 = 16,147 \text{ кА} \end{aligned} \quad (3.12)$$

3.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания (НТКЗ)

Также как и для симметричных коротких замыкания составим расчетную схему для определения НТКЗ (рисунок 6)

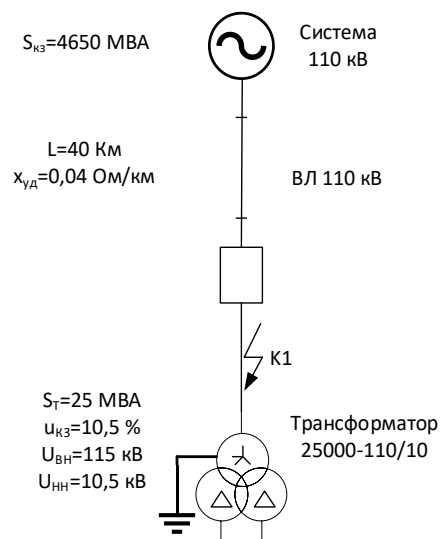


Рисунок 6 – Расчетная схема НТКЗ

Как видно из схемы (рисунок 6) расчет НТКЗ в точке К1 выполняется для однофазного, двухфазного и двухфазного на землю, так как в обмотках НН1 и НН2, соединенных в треугольник токи нулевой последовательности замыкаются. Поэтому для стороны 10 кВ расчет будет выполнен только для двухфазного НТКЗ. Для расчета НТКЗ необходимо составить три схемы замещения – прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема прямой и обратной последовательности можно принять в данном случае эквивалентными и соответственно параметры схем замещения тоже. Для схемы нулевой последовательности необходимо определить параметры схемы замещения для всех элементов (рисунок 7). Параметры ЛЭП:

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} \quad (3.13)$$

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot 1,21 = 4,234$$

Параметры трансформатора:

$$x_{*T0} = x_{*TBH} + \frac{x_{*T HH1} \cdot x_{*T HH2}}{x_{*T HH1} + x_{*T HH2}}, \quad (3.14)$$

$$x_{*T0} = x_{*TBH} + \frac{x_{*T HH1} \cdot x_{*T HH2}}{x_{*T HH1} + x_{*T HH2}} = 0,52 + \frac{7,35 \cdot 7,35}{7,35 + 7,35} = 4,195,$$

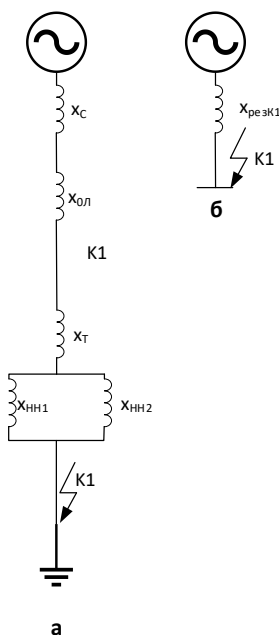


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*0\text{рез}K1} = x_{*c} + x_{*0л} + x_{*T0} \quad (3.15)$$

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,215 + 4,234 + 6,563 = 4,195$$

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\phi} \cdot E_{*\phi}''}{2 \cdot x_{*\text{рез}K1} + x_{*0\text{рез}K1}} \quad (3.16)$$

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 8,644 + 1,425} = 1,31 \text{ кА}$$

Ударный однофазный ТКЗ в точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\delta} \quad (3.17)$$

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,31 \cdot 1,8 = 3,336$$

Периодическая составляющего двухфазного ТКЗ на землю:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E''_{*\bar{0}}}{x_{*рез K1} + 2 \cdot x_{*0рез K1}} \quad (3.18)$$

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{1,425 + 2 \cdot 8,644} = 0,805 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К2 на землю:

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.19)$$

$$i_{y\partial}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,805 \cdot 1,8 = 2,049$$

Периодическая составляющая двухфазного тока КЗ :

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{0}} \cdot E''_{*\bar{0}}}{2 \cdot x_{*рез K1}} \quad (3.20)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 1,425} = 3,051 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.21)$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,051 \cdot 1,8 = 7,767$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ в точке К2:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{0}} \cdot E''_{*\bar{0}}}{2 \cdot x_{*рез K1}} \quad (3.22)$$

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,98 \cdot 1}{2 \cdot 9,295} = 5,123 \text{ кА}$$

Ударный двухфазный ТКЗ в точке К2:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.23)$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 5,123 \cdot 1,93 = 13,983 \text{ кА}$$

3.3 Выводы по разделу 3

1. Составлены расчетные схемы для определения значений токов короткого замыкания на подстанции после замены силовых трансформаторов на более мощные.

2. По составленной расчетной схеме определены расчетные точки, для определения в них значений токов короткого замыкания.

3. Для расчета симметричных токов короткого замыкания составлена схема замещения прямой последовательности и определены параметры схемы замещения – индуктивные сопротивления элементов расчетной схемы.

4. Для расчета несимметричных токов короткого замыкания составлена схема замещения прямой последовательности и определены параметры схемы замещения – индуктивные сопротивления элементов расчетной схемы.

5. Выполнен расчет токов короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжений подстанции, результаты которого будут использованы в разделе выбора оборудования подстанции после реконструкции.

4 Выбор оборудования

4.1 Выбор выключателя 110 кВ

Определим ток выключателя:

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (4.1)$$

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ A}$$

Интеграл Джоуля для проверки на термическую стойкость:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) \quad (4.2)$$

$$B_K = 4,42^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 4,8841 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{no}^{(3)}$ - это трехфазный ТКЗ на стороне 110 кВ.

Допустимое значение аperiodической составляющей в токе КЗ.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.3)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 3,1 \text{ кА}$$

Таблица 9 – Выбор выключателя ВТБ-110/10-1000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
1	2	3
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 175,7 \text{ A}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{ат} = 3,1 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 10 \text{ кА}$	Соответствует
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,1 = 9,35 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) =$ $= 45, \text{ кА}$	Соответствует

Продолжение таблицы 9

1	2	3
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{npc} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{y\partial} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{npc} = 80 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке выключатель марки ВТБ-110/10-1000.

4.2 Выбор выключателя 10 кВ

Расчет выполняется по выражениям (4.1-4.3).

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924 \text{ А.}$$

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 5,91^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,91 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 5 \text{ кА}$$

Таблица 10 – Выбор выключателя ВВ/TEL-10-2000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 1924 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{ат} = 5 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 5,91 + 5 = 13,36 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) =$ $= 50 \text{ кА}$	Соответствует
$I_{no}^{(3)} = 5,91 \text{ кА}$	$I_{npc} = 20 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{y\partial} = 16,147 \text{ кА}$	$i_{npc} = 51 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке выключатель марки ВВ/TEL - 10-2000.

4.3 Выбор разъединителей

Установка разъединителей выполняется только на стороне 110 кВ в цепях силовых трансформаторов, линий и неавтоматической перемычке. Расчетные значения получены в пункте 4.1 ВКР и аналогичны параметрам выключателя 110 кВ.

Таблица 11 – Выборе разъединителя РНДЗ-110/1000

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	Соответствует
$I_{но}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$	Соответствует
$i_{уд} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203,65 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке РНДЗ-1-110/1000.

4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Для выбора трансформатора тока (ТТ) определим ток, соответствующий номинальному току силового трансформатора в нормальном режиме работы без аварийной перегрузки:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$
$$I_{MAX} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}$$

Остальные расчетные данные получены ранее в пункте 4.1 ВКР. Занесем все данные в таблицу 4.4 для выбора трансформатора тока.

Таблица 12 – Выбор трансформатора тока марки ТОГФ-110-150/5

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{МАХ} = 125,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	Соответствует
$i_{y\partial} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 40 \text{ кА}$	Соответствует
$B_k = 4,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

К установке принимаем элегазовый трансформатор тока марки ТОГФ-110-150/5. Вторичный ток 5 А.

Определим нагрузку измерительных приборов, подключенных к ТТ.

Таблица 13 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность прибора [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ваттметр	Д-315	1,5	0,5	-
Амперметр	Э-315	1	0,5	0,5
Итоговое значение		2,5	1	0,5

Выберем сечение проводов для подключения выбранных измерительных приборов. Для этого определим сопротивление приборов:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2ном} - R_{\text{приб}} - R_k$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

Длина проводов принята 65 м.

Расчетное сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{np}}$$
$$S = \frac{0.0283 \cdot 65}{1} = 1.84 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение провода 4 мм².

4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Для выбора трансформатора тока (ТТ) определим ток, соответствующий номинальному току силового трансформатора в нормальном режиме работы без аварийной перегрузки:

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374 \text{ А}$$

Остальные расчетные данные получены ранее в пункте 4.2 ВКР. Занесем все данные в таблицу 14 для выбора трансформатора тока.

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока ТШЛ -10-1500/5

Расчетные значения	Паспортные значения	Соответствие условию
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Соответствует
$I_{MAX} = 1374 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$	Соответствует
$i_{y\partial} = 16,147 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 50 \text{ кА}$	Соответствует
$B_K = 11,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Соответствует

Принимаем к установке трансформатор тока ТШЛ-10-1500/5.

Определим нагрузку измерительных приборов, подключенных к ТТ.

Таблица 15 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность прибора [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ваттметр	Д-315	0,5	0,5	-
Амперметр	Э-315	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	САЧУ-И 678	2,5	2,5	-
Счетчик реактивной мощности	САЧУ-И673М	2,5	2,5	-
Варметр	Д-325	0,5	0,5	-
Итоговое значение		6,5	6,5	0,5

Выберем сечение проводов для подключения выбранных измерительных приборов. Для этого определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}}$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 = 0,94$$

Длина проводов принята 40м.

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,94} = 1,35 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное минимальное для алюминиевого провода сечение 4 мм².

4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Определим нагрузку трансформатора тока 10 кВ.

Таблица 16 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Марка прибора	Мощность [ВА]	N _к ,	cosφ	sinφ	N _п ,	Мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
Счетчик активной мощности	Меркурий 234 ARTM	2	2	0,38	0,93	5	7,6	18,5
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 230ART	2	2	0,38	0,93	4	6,08	14,8
Варметр	Д-305	1,5	2	1	0	1	3	0
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Вольтметр	СВ3020	2	1	1	0	1	2	0
Итоговое значение							21,7	33,3

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$$

$$S = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Примем к рассмотрению трансформатор напряжения типа ЗНОЛ на 10 кВ, мощностью 250 ВА.

4.7 Выбор гибких шин

Гибкие шины используются для подключения оборудования на стороне 110 кВ по территории ОРУ.

Определим номинальные токи для шин:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

$$I_{MAX} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ A}$$

И токи протекающие в режиме перегрузки силового трансформатора 40%:

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$$

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ A}$$

Определим сечение по экономической плотности тока $J_э = 1$:

$$S = \frac{I_{НОМ}}{J_э}$$

$$S = \frac{125}{1} = 125 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-150 с допустимым током 435 А.

Выполним проверку по длительно допустимому току.

$$I_{max} = 175,7 < I_{дл.доп} = 435 \text{ A}$$

Проверим выбранный провод по условию возникновения коронного разряда.

Начальная напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,8}}\right) = 35 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D}{r_0}}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,8}} = 26 \text{ кВ/см}$$

Условия возникновения коронного разряда:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 26 = 26,4 \text{ кВ/см}$$

$$0,9 \cdot 35 = 31,5 \text{ кВ/см}$$

$$26,4 \leq 31,5 \text{ кВ/см}$$

Выбранный провод не коронирует и может быть использован на подстанции.

4.8 выводы по разделу 4

1. Определены расчетные параметры высоковольтного оборудования необходимого для установки на подстанции после реконструкции.
2. По рассчитанным параметрам выполнен выбор основного оборудования подстанции по каталогам производителей оборудования.
3. Выполнен расчет и проверка проводов гибкой ошиновки ОРУ высокого напряжения подстанции.

5 Релейная защита

5.1 Расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора

В разделе выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора (ДЗТ) на микропроцессорном терминале БМРЗ.

Исходные данные для расчета уставок релейной защиты: номинальная мощность силового трансформатора $S_{ном} = 25 \text{ MVA}$; номинальное напряжение $U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$; номинальное напряжение $U_{НН} = 10 \text{ кВ}$; количество ступеней регулирования $n = 19$; а шаг регулирования $\Delta U = 1,78$.

Значения максимальных погрешностей измерительных ТТ:

$$\varepsilon_{\text{макс}} = 0,1; \varepsilon_{\text{мин}} = 0,1; \varepsilon_{0,5} = 0,1; \varepsilon_{\text{раб,макс}} = 0,1; \varepsilon_{1,5} = 0,1$$

Номинальный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ном тр ВН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр ВН}}} = 125,5 \text{ A}$$

Номинальный ток на стороне НН:

$$I_{\text{ном тр НН}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном тр НН}}} = 1312 \text{ A}$$

Максимальный ток в канале измерения определяется для каждой стороны силового трансформатора.

Для стороны ВН:

$$I_{\text{макс ПТН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{К макс ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 294,667 \text{ A}$$

где $k_{пер} = 2$ – коэффициент переходного режима учитывающий аperiodическую составляющую в ТКЗ; $I_{К.макс}$ - максимальное расчетное значение периодической составляющей ТКЗ, $K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации измерительных ТТ.

Для стороны НН:

$$I_{макс ПТН ВН} = k_{пер} \cdot \frac{I_{К.макс НН}}{K_{ТТ НН}} = 107,647$$

Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН).

Проверка соответствия на стороне ВН:

$$\frac{I_{ном тр ВН}}{K_{ТТ ВН}} = 4,184 \text{ A}$$

Проверка соответствия на стороне НН:

$$\frac{I_{ном тр НН}}{K_{ТТ НН}} = 107,674 \text{ A}$$

Для стороны ВН и НН выбранные ПТН удовлетворяют условиям,

Определим относительный расчётный ток небаланса:

$$U_{рез} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = 16,02 \%$$

Значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ расч} = (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рез} + \gamma) \cdot \frac{I_{К.макс НН прив}}{I_{ном тр ВН}} = 5,65$$

«где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме, примем 2,5; k_a - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем 1; $I_{К.макс НН прив}$ - периодическая

составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ; ε_{\max} - максимальное значение погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{K \max \text{ НН прив}}$; $I_{K \max \text{ НН прив}}$ - номинальный первичный ток стороны ВН; $U_{\text{рег}}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %; γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%».

Уставка ДТО:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 6,78$$

где $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,2;

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ расч}} = 0,5 \cdot (k_{\text{пер3}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) = 0,155 \text{ A}$$

«где $k_{\text{пер3}}$ - коэффициент переходного режима, равен 1; $\varepsilon_{0,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 I_{\text{ном тр ВН}}$ ».

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = k_{\text{отс2}} \cdot I_{\text{НБ расч}} = 0,233$$

«где $k_{\text{отс2}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,5».

Значение уставки $I_{\text{ДЗТ нач}}$ рекомендуется не ниже 0,3, поэтому принимаем

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3.$$

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{\text{торм2}} = 1,5$:

$$I_{\text{ДЗТ2}} = k_{\text{отс}} \cdot 1,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 0,738$$

«где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем рванным 2; $\varepsilon_{1,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5I_{ном тр ВН}$; $U_{рег}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора».

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ2} = \frac{I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ нач}}{1,5 - 0,5} = 0,438$$

Тормозной ток на втором участке:

$$I_{К торм} = \left(1 - \frac{k_{пер2} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К МАКС НН прив}}{I_{ном тр ВН}} = 10,743$$

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К торм} - I_{торм2}} = 0,654$$

Погрешность, обусловленная регулятором напряжения:

$$U'_{рег} = \frac{3\Delta U}{100\%} = 5,34$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{НБ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{рег} + \gamma) = 0,102$$

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ\ нач} = k_{отс2} \cdot I'_{НБ\ расч} = 0,153$$

Уставку ДЗТ примем $I'_{ДЗТ\ нач} = 0,3$.

Ток срабатывания ДЗТ, если ток торможения $I_{торм2} = 1,5$.

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рег} + k_{выр}) = 0,546$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K'_{ТОРМ2} = \frac{I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ\ нач}}{1,5 - 0,5} = 0,246$$

Определим уставку $I'_{ДТО}$ для группы чувствительных уставок:

$$I'_{ДТО} = K_{отс} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\ макс\ НН\ прив}}{I_{ном\ ТР\ ВН}} = 5,207$$

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К\ торм} - I_{торм2}} = 0,504$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_{К\ мин\ НН\ прив} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{ном\ тр\ ВН} \cdot I'_{ДЗТ\ нач}} = 9,37$$

«Где $I_{К\ мин\ НН\ прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН; $I'_{ДЗТ\ нач}$ - ставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая равной 0,3».

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям расчета, так как полученное значение выше 2.

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 1 \cdot (k_{перз} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб.макс} + U_{рег} + \gamma) = 0,31$$

«где $k_{перз}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1».

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = 1,137$$

5.2 Выводы по разделу 5

1. Выполнен расчет уставок микропроцессорного терминала дифференциальной защиты силового трансформатора.

2. Проверка правильности рассчитанных уставок выполнена по коэффициенту чувствительности, который превысил установленное минимально допустимое значение 2.

6 Выбор оперативного тока подстанции

6.1 Характеристика системы оперативного тока подстанции

Согласно действующим стандартам организации [2] на реконструируемых и вновь строящихся подстанциях должна применяться система постоянного оперативного тока.

«Система оперативного постоянного тока (СОПТ) должна обеспечивать питание следующих электроприемников: устройств РЗА; устройств управления высоковольтными коммутационными аппаратами (без питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании); устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА; устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА; устройств нижнего и среднего уровня АСУ ТП; устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ; приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ» [2].

«Кроме того, система оперативного постоянного тока должна обеспечивать на подстанции резервное питание инверторов резервного питания АСУ ТП, светильников аварийного освещения помещений аккумуляторной батареи, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения» [2].

6.1 Выводы по разделу 6

1. Для питания цепей оперативного тока выбран постоянный оперативный ток, так как данный вид оперативного тока требуется для микропроцессорных устройств релейной защиты, которые приняты к установке на подстанции. Кроме того, согласно стандартам организации ПАО «Россети», использование переменного или выпрямленного оперативного тока на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях не допускается.

7 Собственные нужды подстанции

7.1 Определение параметров системы собственных нужд подстанции

Для работы электрооборудования подстанции необходима электрическая энергия. Собственные потребители подстанции называются потребителями собственных нужд. В зависимости от мощности подстанции и вида, установленного на ней оборудования, число и мощность потребителей собственных нужд может варьироваться. Для электроснабжения потребителей собственных нужд на подстанции устанавливают трансформаторы собственных нужд (ТСН), которые подключаются на стороне НН подстанции. В зависимости от мощности ТСН они могут быть установлены либо на территории ОРУ, либо внутри ячейки КРУ – ТСН до 40 кВА, либо внутри ЗРУ низкого напряжения

Для определения требуемой мощности ТСН составим ведомость потребителей собственных нужд для подстанции.

Таблица 17 – Потребители собственных нужд подстанции

Потребитель	$P_{уд}$, кВт/ед.	n	Расчетная мощность
Охлаждения силового трансформатора	3	2	6
Подогрев приводов выключателей 110 кВ	1,8	2	3,6
Подогрев шкафов КРУ	1	24	24
Подогрев приводов разъединителей 110 кВ	0,6	6	3,6
Подогрев шкафов РЗА	1	2	2
Отопление, освещение, вентиляция	70	1	70
Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	5,5	1	5,5
Освещение ОРУ	2	1	2
Маслохозяйство	200	2	400
Система постоянного оперативного тока	23	2	46
Суммарная мощность:			560,7 кВт

Полученное значение суммарной мощности используем для определения мощности ТСН с учетом номинального коэффициента загрузки по выражению:

$$S_{ТСН} \geq 0,7 \cdot 560,7 = 392 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке на подстанции два ТСН марки ТМГ – 400/10/0,4.

7.2 Выводы по разделу 7

1. Выполнен расчет электрических нагрузок системы собственных нужд подстанции.

2. Для питания потребителей собственных нужд выбрано два трансформатора типа ТМГ – 400/10/0,4, данные трансформаторы способны обеспечить требуемый уровень надежности питания потребителей собственных нужд подстанции.

8 Заземление подстанции

8.1 Расчет системы заземления

Исходные данные для расчета системы заземления на подстанции:

1. Тип грунта: однородный;
2. Удельное сопротивление грунта: $\rho_{н.с.} = \rho_{экв.с} = \rho_{в.с} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
3. Длина вертикальных заземлителей: $l_в = 5 \text{ м}$;
4. Глубина заложения горизонтального заземлителя: $t_0 = 0,5 \text{ м}$.
5. Предварительное число стержней: $n = 24$.

Общая длина горизонтальных проводников:

$$L_Г = 50 \cdot 8 + 70 \cdot 6 = 820 \text{ м}$$

Полная длина вертикальных электродов:

$$L_В = l_в \cdot n_в = 10 \cdot 24 = 240 \text{ м}$$

Среднее расстояние между вертикальными проводниками:

$$a = \frac{P}{n_в} = \frac{240}{24} = 10 \text{ м}$$

Расчетная модель представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{3500} = 59,16 \approx 59 \text{ м}$$

Сопротивление заземлителя:

$$R = A \frac{\rho_{экв.с}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{экв.с}}{L_Г + L_В} = 0,366 \cdot \frac{40}{59,16} + \frac{40}{820 + 240} = 0,29 \text{ Ом}$$
$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_в + t_0}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{59,16} = 0,366$$

Сопrotивление заземляющего устройства (ЗУ) с учетом естественных заземлителей:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,29 \cdot 1,5}{0,29 + 1,5} = 0,24 \text{ Ом}$$

где R_e - сопротивление естественных заземлителей, принимаем $R_e = 1,5$ Ом.

Сопrotивление ЗУ ниже допустимого $R_{3, \text{доп}} = 0,5$ Ом.

Определим напряжения прикосновения:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 5570 \cdot 0,24 \cdot 0,21 \cdot 0,94 = 264 \text{ В}$$

Коэффициент распределения потенциала:

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_T} \right)^{0,45} = 0,5 \cdot \left(\frac{10 \cdot 59,16}{5 \cdot 820} \right)^{0,45} = 0,21$$

где M - коэффициент принимаемы для однородного грунта 1

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 60} = 0,94$$

где $R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, принимаем равным 1 кОм.

$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}} = 1,5 \cdot 40 = 60$ Ом – сопротивление растекания тока от ступней.

$I_{\text{КЗ}}^{(1,1)} = 5,57$ кА - ток двухфазного КЗ на землю.

Эффективность системы заземления проверяется по условию:

$$U_{\text{ч}} \leq U_{\text{доп}},$$

где $U_{\text{доп}}$ - значение допустимого напряжения, 400 В.

Для рассчитанного напряжения прикосновения условие запишется как:

$$264 \leq 400.$$

Так как условие выполняется, то заземление считается эффективным.

8.2 Выводы по разделу 8

1. Выполнен расчет системы заземления подстанции.
2. Определено число вертикальных и горизонтальных заземлителей на подстанции.
3. Определено расчетное значение напряжения прикосновения, которое не превышает нормируемое значение 400 В согласно правилам устройства электроустановок.
4. Выполнить систему заземления предлагается вертикальными заземлителями в качестве которых будут использованы стальные уголки размером 50x50x5;
5. Горизонтальные заземлители предлагается выполнить стальной полосой размером 50x10.

9 Молниезащита подстанции

9.1 Расчет молниезащиты

Для защиты территории подстанции от прямых ударов молнии устанавливаются молниеприемники. Для защиты подстанций используются стержневые молниеприемники которые устанавливаются по периметру подстанции исходя из рассчитанных зон действия. Определим габариты внешних областей зон защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20, \text{ м}$$
$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20, \text{ м}$$

где h - высота стержневого молниеприемника, принят равным 20 м.

Предельные расстояния между молниеприемниками со степенью надежности защиты 0,99. Предельное расстояние между двумя молниеотводами для обеспечения защиты;

$$L_{max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 20 = 95, \text{ м}$$

Предельное расстояние, при котором провес отсутствует между молниеприемниками:

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 20 = 45, \text{ м}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта с высотой $h_x = 6$ м:

$$r_x = \frac{r \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{15,48 \cdot (15,48 - 6)}{15,48} = 9,48 \text{ м}$$

9.2 Выводы по разделу 9

1. В результате ставим 6 молниеотводов на порталы ОРУ 110 кВ и 3 стержневых молниеотвода высотой 20 метров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен анализ объекта выпускной квалификационной работы – подстанции 110/10 кВ «Промышленная» для электроснабжения района Сино г. Душанбе Республики Таджикистан. Во введении представлена краткая характеристика энергосистемы Республики Таджикистан и определены цель и задачи выпускной квалификационной работы. Выполнен анализ загрузки силовых трансформаторов установленных на подстанции 110/10 кВ «Промышленная». Текущая максимальная мощность определена как 30,4 МВА. При этом нормативное значение мощности для данной подстанции не должно превышать значения 22,4 МВА. Это послужило основанием для разработки проекта реконструкции подстанции 110/10 кВ «Промышленная». Исходя из максимальной мощности подстанции определено значение необходимой мощности силового трансформатора. Расчетное значение составило 18,5 МВА. Опираясь на это значение было выбрано два варианта установки силовых трансформаторов – базового с трансформаторами ТРДН 25000/110/10/10 и альтернативного – с трансформаторами ТРДН 40000/110/10/10 кВ. Проведенные расчеты показали, оптимальным вариантом является силовых трансформаторов марки ТРДН 25000/110/10/10 кВ.

Для установки на подстанции после реконструкции предлагается оборудование российского производства, отвечающее всем современным требованиям по надежности и безопасности функционирования в составе объектов электросетевого комплекса. Для установки на подстанции приняты высоковольтные выключатели марки ВТБ-110/10-1000 – для установки на территории ОРУ 110 кВ, высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL-10-2000 – для установки в ячейках комплектного распределительного устройства 10 кВ. Также на территории открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ предлагается принять к установке разъединители РНДЗ-110/1000. Установка разъединителей на территории открытого распределительного устройства предполагается выполнить согласно схемы

подстанции. Схема подстанции предусматривает установку разъединителей в цепи линии. В цепи линии предусматривается установка разъединителей с двумя заземляющими ножами типа РНДЗ-2-110/1000. В не автоматической ремонтной перемычке предусматривается установка двух разъединителей с двумя заземляющими ножами марки РНДЗ-2-110/1000. И в цепи силового трансформатора согласно схемы устанавливается один разъединитель с одним заземляющим ножом типа РНДЗ-1-110/1000. Для проведения измерений в схеме подстанции предусмотрена установка измерительных трансформаторов тока с элегазовой изоляцией ТОГФ-110-150/5 – на территории открытого распределительного устройства 110 кВ. К трансформаторам тока необходимо выполнить подключение измерительных приборов – амперметра, а также устройств релейной защиты и автоматики подстанции. На стороне 10 кВ предлагается установить измерительные трансформаторы тока марки ТШЛ - 10-1500/5. К трансформаторам тока отходящих ячеек необходимо выполнить подключение измерительных устройств: варметр, ваттметр, амперметр, счетчик реактивной и активной энергии, а также устройства автоматики: АПВ-автоматическое повторное включение, так как отходящие линии выполнены воздушными. Также к трансформаторам тока подключаются устройства релейной защиты и автоматики. К вводным выключателям 10 кВ подключается терминал дифференциальной защиты силового трансформатора и устройства автоматики АВР, к секционному выключателю подключаются устройства автоматики АВР. В результате расчета системы молниезащиты подстанции принято к установке 6 молниеотводов на порталы ОРУ 110 кВ и 3 стержневых молниеотвода высотой 20 метров.

В результате выполнения выпускной квалификационной выполнен расчет проекта реконструкции электрической части подстанции «Промышленная» напряжением 110/10 кВ, который удовлетворяет требованиям предъявляемым к объектам электросетевого комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.А. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий. - Оренбург: ОГУ, 2012. - 106 с.
2. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
4. Измерительные трансформаторы тока // Производственно-коммерческая компания «КЭРС» URL: <http://kers.su/upload/files/37e93ca8f723eb6e0350e5c5af8515ce.pdf> (дата обращения: 11.05.2020).
5. Каталог. Вакуумные выключатели 6 (10) кВ // Электрощит Самара URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/599/catalog_vvu_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 11.05.2020).
6. Каталог. Камеры сборные одностороннего обслуживания на напряжение 6 (10) кВ // Электрощит Самара URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/63b/Katalog-KSO_SESHCH-6_10_.pdf (дата обращения: 11.05.2020).
7. Конюхова Е.А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. - М.: Русайнс, 2016. - 102 с.
8. Кудрин Б.И., Жилин Б.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 412 с.
9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.
10. Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. - СПб.: Прокниг, 2014.
11. Общая техническая информация. Выключатели вакуумные высоковольтные 6-10 кВ // НПП "Контакт" URL: <http://www.kontakt->

saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/teh_harakter_vbe_10-315/ (дата обращения: 11.05.2020).

12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

13. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. от 1 июля 2003. - 2003 г.

15. Проходные трансформаторы тока ТПОЛ-10. // ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: http://www.czt.ru/tpol_10.html (дата обращения: 11.05.2020).

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

17. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

18. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: учеб. пособие. - М.: Директ-медиа, 2014.

19. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

20. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

21. СТО "СТО 34.01-3.1-002-2016.Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ" от 19.09.2016 № 34.01-3.1-002-2016 // Официальный сайт ПАО "РОССЕТИ". - 2016 г.

22. Техническая информация. Вакуумный выключатель ВВ/TEL // Таврида Электрик URL: <https://tavrida.com/upload/iblock/117/1175b4c83c099ae3e31183cd8622e164.pdf> (дата обращения: 11.05.2020).
23. Техническая информация. Камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) "Новация" // Таврида Электрик URL: <https://www.tavrida.com/upload/iblock/eb0/eb073b0088934fe4352e672c69ea342c.pdf> (дата обращения: 11.05.2020).
24. Техническая информация. Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-207В // Чебоксарский электроаппаратный завод. URL: <http://www.cheaz.ru/assets/images/production/3-kru/4-kso-207/kso-207.pdf> (дата обращения: 11.05.2020).
25. Техническая информация. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ - 10 // Электрощит Самара URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/b57/ti_tol10_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 11.05.2020).
26. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
27. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
28. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
29. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
30. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.