

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 Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ
«Радиостанция» района И. Симони г. Душанбе

Студент

Ш.З. Зикиллобеков

(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

В выпускной квалификационной работе выполнен анализ электропотребления района И. Сомони г. Душанбе Республики Таджикистан. Определена перспективная мощность потребителей района для проектирования электрической части понизительной подстанции «Радиостанция». Выполнен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов необходимых для установки на подстанции «Радиостанция». Выбор трансформаторов производился по значениям приведенных затрат. По результатам расчета к установке на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТРДН 32000/110/10/10.

Выполнен расчет токов короткого замыкания. Выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Выполнен выбор высоковольтного оборудования на подстанции.

Для защиты силового трансформатора выполнен расчет уставок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ.

Для защиты от ударов молний выполнен расчет системы молниезащиты со степенью надёжности 0,99. Также выполнен расчет системы заземления подстанции.

Пояснительная записка выполнена на 56 листах печатного текста формата А4, содержит 14 таблиц и 7 рисунков. Список использованных источников содержит 25 источников. Графическая часть представлена на 6 чертежах формата А1.

ABSTRACT

This work deals with the actual theme that is considered to cope with a problem of electric power supply of a capital city of Tajikistan Republic, Dushanbe. The object of bachelors' thesis is a substation «Radiostanciya» with a high voltage class of 110 kV. This substation, supply the customers through the overhead power lines with a voltage class of 10 kV. The «Radiostanciya» substation is situated in a district of Dushanbe called after I.Simoni. The main substation customers are different factories, public buildings and block of flats. The main problem of substation «Radiostanciya» is a high consumption level and that's why the power transformers that are now installed are overloaded. To solve the problem of power transformers overload, the decision to install a new power transformers was made. The decision of substations retrofit was made after calculating of substation load capacity. For substations' retrofit was made a decision to compare two different power transformer types with a different nominal capacity. In the second section of bachelors thesis two variant of power transformers were compared. The optimum variant was specified by the level of total cost for both variants. For the optimal variant, the level of total cost was the lowest. Therefore, the variant with power transformers of 25 MVA capacity become the optimal one. The third section of bachelors' thesis deals with a short circuit currents calculation. It consists of calculation the symmetrical and unsymmetrical short circuit currents by the substation scheme. The results obtained in the third section were the base for the fourth section were all the electrical equipment for the substations retrofit were selected. The author selected only Russian electrical equipment types. All selected the equipment are modern and could be used in the scheme of the substation. For the power transformer were selected the digital relay protection system and were calculated all the set points for differential protection of power transformer. To protect the substation from the direct lightning strikes was designed the system of lightning protection.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПИТАЕМОГО РАЙОНА	8
1.1 Характеристика района подстанции	8
1.2 Выводы по разделу 1.....	12
2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	13
2.1 Выбор типа силовых трансформаторов	13
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	13
2.3 Техничко-экономическое сравнение трансформаторов.....	14
2.4 Выводы по разделу 2.....	23
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	24
3.1 Расчет симметричных ТКЗ.....	24
3.2 Определение несимметричных ТКЗ.....	28
3.3 Выводы по разделу.....	32
4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	33
4.1 Выбор выключателя 110 кВ	33
4.2 Выбор выключателя 10 кВ	34
4.3 Выбор разъединителя 110 кВ.....	35
4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ	35
4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ	36
4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	38
4.7 Расчет гибких шин 110кВ.....	39
4.8 Выводы по разделу 4.....	40
5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ	41
5.1 Расчет мощности системы собственных нужд.....	41
5.2 Выводы по разделу 5.....	41
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	42

6.1 Расчет уставок ДЗТ	42
6.2 Выводы по разделу 6.....	48
7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ	49
7.1 Расчет заземления	49
7.2 Выводы по разделу 7.....	50
8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ	51
8.1 Расчет молниезащиты.....	51
8.2 Выводы по разделу 8.....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	54

ВВЕДЕНИЕ

Развитие экономики и рост уровня жизни населения невозможен без опережающего развития электроэнергетической отрасли. Развитие электроэнергетики должно вестись с опережающими темпами, чтобы покрывать возможный рост потребности населения и промышленности в электрической энергии и при этом обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения. Под развитием электроэнергетической отрасли следует понимать строительство новых объектов и реконструкция уже существующих с повышением выдаваемой мощности либо с повышением пропускной способности. Первое характерно для электрических станций и подстанций, второе для линий электропередачи соединяющих электрические станции, подстанции и потребителей.

Электроэнергетическая отрасль Республики Таджикистан не является достаточно развитой на сегодняшнее время. На этот факт указывают как потребление электрической энергии на душу населения, так и уровень потерь в распределительных сетях. Основная доля электростанций в Республике Таджикистан – это гидроэлектростанции, на долю ТЭЦ приходится небольшой уровень мощности и их количество значительно меньше. Это обусловлено низким теплотреблением в Республике Таджикистан. Так основная часть ТЭЦ расположена вблизи крупных населенных пунктов, например, столицы Республики Таджикистан – Душанбе.

Однако в Республике Таджикистан намечены пути развития электроэнергетической отрасли. Ведутся работы по строительству новых объектов и реконструкции уже существующих. Проекты реконструкции и строительства новых объектов курируются Министерством энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, а также государственной энергетической компанией Открытая Акционерная Холдинговая Компания «Барки Точик» расположенная непосредственно в г. Душанбе.

Намеченные темпы развития отрасли позволят повысить уровень электроснабжения в Республике.

Большая часть развития электроэнергетической отрасли связано со строительством на территории Республики Таджикистан современных альтернативных источников энергии. Это и солнечные электростанции, и ветряные электростанции, так как потенциал Республики в данных энергоресурсах достаточно велик.

Правительство Республики ведет сотрудничество с крупными международными компаниями, производителями энергооборудования. Это такие компании как General Electric, Toshiba и т.д. Опираясь на вышесказанное можно утверждать, что выпускная квалификационная работа, направленная на проектирование электрической части понизительной подстанции, является достаточно актуальной.

При выполнении выпускной квалификационной работы предлагается рассмотреть проектирование подстанции «Радиостанция», которая располагается в столице Республики Таджикистан г. Душанбе. При выполнении выпускной квалификационной работы будет рассмотрен вариант с использованием оборудования произведенного крупными российскими компаниями.

Целью выпускной квалификационной работы является электроснабжение района И. Сомони г. Душанбе от вновь строящейся подстанции «Радиостанция».

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ объекта выпускной квалификационной работы
2. Определить требуемую мощность и тип силовых трансформаторов
3. Разработать электрическую схему и компоновку территории подстанции.

Объектом выпускной квалификационной работы является подстанция «Радиостанция», расположенная в районе И. Сомони г. Душанбе, Республики Таджикистан.

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК Понижительной подстанции и характеристика питаемого района

1.1 Характеристика района подстанции

Подстанция 110/10 кВ «Радиостанция» является вновь строящимся объектом. Строительство подстанции «Радиостанция» 110/10 кВ позволит повысить надежность электроснабжения одного из четырех районов города Душанбе столицы Республики Таджикистан - Исмоили Сомони. Площадь района Исмоили Сомони составляет 25,8 км². По площади район Исмоили Сомони является наименьшим, однако в этом районе находятся в основном жилые и общественные здания, поэтому повышение надежности и качества электроснабжения бытовых и общественных потребителей района Исмоили Сомони г. Душанбе является актуальной задачей. По данным Международного энергетического агентства (IEA) на одного жителя Республики Таджикистан приходится 2004,467 кВт·ч в год. Это достаточно низкое электропотребление, к примеру, на одного жителя Российской Федерации приходится, по данным того же Международного энергетического агентства 6430,623 кВт·ч в год. В переводе на потребляемую мощность одним жителем Республики Таджикистан в год получим:

$$P_{\text{жителя}} = \frac{W_{\text{жителя}}}{T} = \frac{2004,467}{8760} = 0,2288 \text{ кВт}$$

где T – число часов в году, принято стандартное значение 8760 ч;

W – энергия, потребляемая одним жителем в год, принято значение 2004,467 кВт·ч.

Население района Исмоили Сомони г. Душанбе Республики Таджикистан составляет примерно 141500 человек. Таким образом суммарное электропотребление по району можно определить:

$$W_{\Sigma} = W_{\text{жителя}} \cdot n = 2004,467 \cdot 141500 = 283632080,5 \text{ кВт·ч}$$

где n – количество жителей района, принято равным 141500.

Тогда мощность потребителей района определится как:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{жителя}} \cdot n = 0,2288 \cdot 141500 = 32378,1 \text{ кВт.}$$

Учитывая, что данные по электропотреблению на одного жителя представлены для 2016 года, как и количество жителей, то для достоверного расчета примем, что ежегодное увеличение электропотребления составило 5%, диаграмма прогноза электропотребления представлена на рисунке 1.

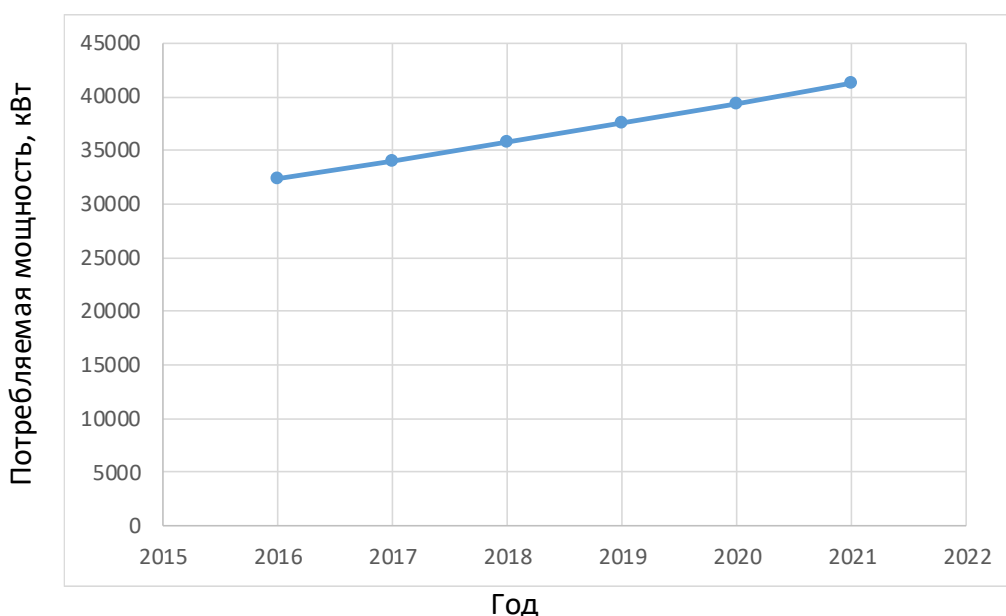


Рисунок 1 – Прогноз потребляемой мощности района Исмоили Сомони

На рисунке 2 представлен план расположения подстанции. Погодно-климатические условия г. Душанбе представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Погодно-климатические условия г. Душанбе

1	Средняя температура января	-10°C...+2°C
2	Средняя температура июля	+28°C
3	Минимальная температура января	-27°C
4	Максимальная температура июня	+44°C
5	Среднегодовая температура	+14,6°C
6	Продолжительность отопительного сезона	110 дней
7	Климат	Теплое лето и мягкая зима

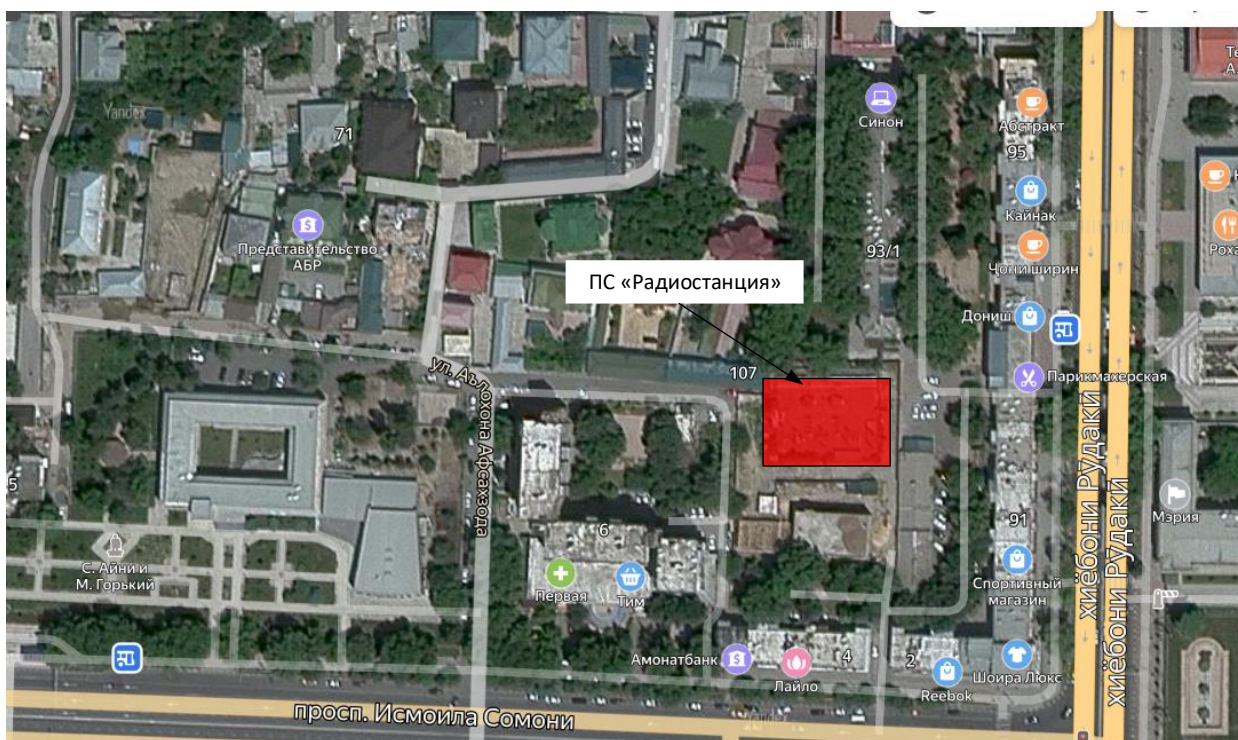


Рисунок 2 – Расположение подстанции «Радиостанция»

Необходимая расчетная нагрузка подстанции составляет $S_{max}^{ПС} = 41,54 \text{ MVA}$. Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции «Радиостанция» представлен на рисунке 3. Согласно годового графика нагрузки, определим потребляемую энергию по подстанции в целом. Для этого необходимо получить значения активной мощности на каждой ступени годового графика нагрузок. С учетом компенсации реактивной мощности для подстанции «Радиостанция», коэффициент мощности составляет 0,9. Тогда используя соотношение полной и активной мощностей получим значения активной мощности на каждой ступени годового графика полной мощности подстанции и определим электрическую энергию, как сумму потребляемой энергии на каждой ступени годового графика. $W_{ПС} = \sum W_n = 208036 \text{ MВт} \cdot \text{ч}$

Определим продолжительность максимальной годовой нагрузки понизительной подстанции «Радиостанция» 110/10 кВ:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{max}^{ПС}} = \frac{208036}{33} = 5474,63 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки понизительной подстанции «Радиостанция»:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5474,63}{8760} = 0,63$$

Подстанция «Радиостанция» имеет два класса напряжений 110 и 10 кВ. Распределительное устройство 110 кВ необходимо выполнить открытым по схеме 110-4Н. Данная схема применяется для тупиковых подстанций согласно требованиям нормативной документации. На стороне 10 кВ, распределительное устройство необходимо выполнить по две секционированные системы шин, так как планируется установка двух трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

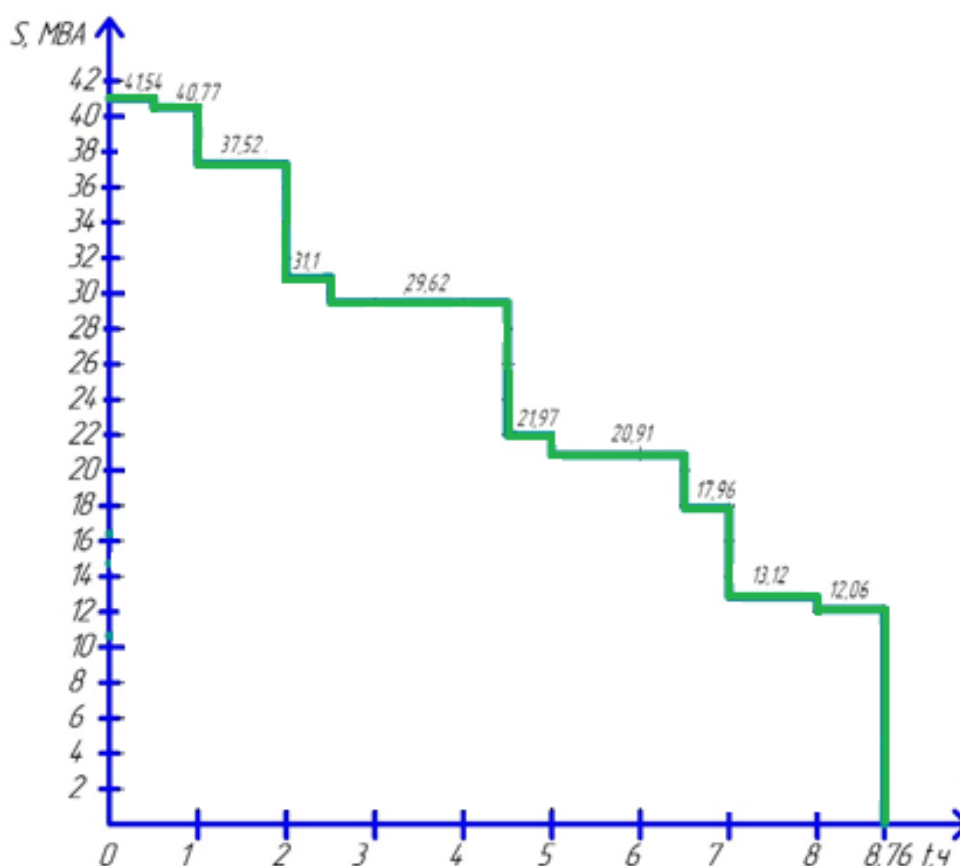


Рисунок 3 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции «Радиостанция» 110/10 кВ

1.2 Выводы по разделу 1

1. Представлена характеристика питаемого подстанцией энергорайона расположенного в г. Душанбе Республики Таджикистан.
2. Составлен прогноз роста электропотребления в питаемом подстанцией энергорайоне.
3. Определены погодные-климатические характеристики г. Душанбе Республики Таджикистан, которые необходимы при выборе основного высоковольтного оборудования подстанции.
4. Представлен план расположения подстанции.
5. Определена величина электрических нагрузок подстанции.
6. Составлен годовой упорядоченный график нагрузки подстанции.
7. Определены показатели годового упорядоченного графика полной мощности подстанции.
8. Данные раздела 1 необходимы для использования в разделе 2 при выборе типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции.

2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

К подстанции планируется подключение потребителей с напряжением 10 кВ. Питание подстанции осуществляется от двух линий напряжением 110 кВ. Поэтому для установки на подстанции необходимо выбрать трехфазные силовые трансформаторы. Заданная максимальная мощность подстанции потребует установки силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, так как на такие мощности выпускаются только такие трансформаторы по причине необходимости ограничения токов короткого замыкания на стороне 10 кВ.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Используя значение максимальной полной мощности подстанции, полученной в п.1 выполним расчет необходимой мощности силового трансформатора для установки на понизительной подстанции «Радиостанция».

Значение полной мощности силового трансформатора определяются из следующего условия:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} = \frac{41,54 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 25,22 \text{ МВА}$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей, $K_{1-2} = 0,85$;

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора, $K_{пер} = 1,4$.

Исходя из полученной мощности, для сравнения выберем силовые трансформаторы ТРДН-32000/110/10/10 и ТРДН-40000/110/10/10. Трансформатор с мощностью 32 МВА отнесем к базовому варианту, а трансформатор 40 МВА к альтернативному варианту. Паспортные данные выбранных трансформаторов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Паспортные данные сравниваемых трансформаторов

Тип силового трансформатора	$S_{ном.Т},$ кВА	Данные паспорта трансформатора					
		$U_K,$ %	Номинальные напряжения обмоток трансформатора		$\Delta P_{кз},$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$I_{xx},$ %
			ВН	НН1,НН2			
ТРДН-32000/110/10/10	32000	10,5	115	10,5	170	34	0,55
ТРДН-40000/110/10/10	40000	10,5	115	10,5	175	37	0,55

2.3 Технико-экономическое сравнение трансформаторов

Рассмотрим стандартную методику определения нагрузочных потерь в двухобмоточном силовом трансформаторе с расщепленной обмоткой со стороны низкого напряжения. Расчет согласно стандартной методике выполним для выбранного как вариант сравнения силового трансформатора мощностью 32 МВА. Паспортные данные которого представлены в таблице 2.

Для обмотки ВН определим коэффициент как:

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{ПС}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{41,54}{32} = 1,289,$$

Загрузку обмоток НН1 и НН2 примем равными, тогда коэффициент загрузки этих обмоток:

$$k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{S_{НН1}^{макс}}{S_{номТ}} = \frac{20,7}{32} = 0,649,$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе ТРДН 32000/110/10/10 в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,55}{100} \cdot 32 = 176 \text{ квар},$$

Значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе.

Для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{1,13}{100} \cdot 32000 = 420 \text{ квар},$$

где $U_{кВН}$ - то напряжение КЗ обмотке ВН, которое по паспортному значению напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и НН - $u_{кВН-НН}$ определяется по выражению:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13, \%$$

Для обмоток НН1 и НН2 они будут равны между собой так как значение напряжения КЗ для этих обмоток одинаковы:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{18,375}{100} \cdot 32000 = 5880 \text{ квар},$$

где $U_{кНН}$ - это напряжение КЗ обмотке НН, которое по паспортному значению напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и НН - $u_{кВН-НН}$ определяются по выражению:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375, \%$$

Для обмотки ВН определим нагрузочные потери:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{ин} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 420 = 21 \text{ кВт},$$

Для обмоток НН1 и НН2 определим нагрузочные потери:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{ин} \cdot Q_{кНН1} = 340 + 0,05 \cdot 5880 = 630 \text{ кВт},$$

Для определения величины приведенных потерь активной мощности КЗ определяются также для каждой обмотки силового трансформатора. Для

обмотки ВН потери равны 0, т.е. $P_{кВН} = 0$, а для обмоток низшего напряжения НН1 и НН2 потери определяются по выражению:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе. Определяется в целом для трансформатора, так как характеризуют потери в магнитопроводе и определяются по выражению:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{им} \cdot Q_{xx} = 34 + 0,05 \cdot 176 = 42,8 \text{ кВт},$$

В целом по трансформатору значение приведенных потерь определяются по выражению:

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2} = \\ &= 42,8 + 1,289^2 \cdot 21 + 0,649^2 \cdot 630 + 0,649^2 \cdot 630 = 612,373 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

Так как годовой график подстанции «Радиостанция» имеет различные ступени по мощности, то можно рассмотреть вариант по снижению потерь за счет отключения одного из трансформаторов. Для этого определим значение экономически эффективной мощности подстанции. При снижении нагрузки на подстанции ниже этого значения один из трансформаторов может быть отключен, а его нагрузка со стороны НН переключится на оставшийся в работе трансформатор. Экономическая мощность подстанции:

$$S_{\text{Э}}^{ПС} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_{кз}}} = 32000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{42,8}{340}} = 46657 \text{ кВА}$$

Представим методику определения потерь энергии по подстанции при установке силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой, методика представлена в [20].

Суммарное значение потерь энергии на подстанции с учетом установки силового трансформатора:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (2.1)$$

где n – число ступеней годового графика нагрузки, рисунок 3.

i – соответствующий номер ступени годового графика нагрузки подстанции, рисунок 3;

ΔW_{xi} - потери электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i; \quad (2.2)$$

ΔW_{ki} - потери электрической энергии в режиме короткого замыкания.

Определяются для каждой обмотки силового трансформатора:

для обмотки ВН:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{зВНi}^2 \cdot T_i, \quad (2.3)$$

для обмотки НН1

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{зНН1i}^2 \cdot T_i \quad (2.4)$$

для обмотки НН2

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{зНН2i}^2 \cdot T_i \quad (2.5)$$

Расчет выполняется для каждой ступени годового упорядоченного графика нагрузки подстанции, i -номер ступени годового графика нагрузок. Результаты расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Потери в трансформаторе ТРДН – 32000/110/10/10

i	S_i , кВА	$S_{i\text{ НН1}}$, кВА	$S_{i\text{ НН2}}$, кВА	n	T_i	ΔW_{xx}	$\Delta W_{кз}$ ВН	$\Delta W_{кз}$ НН1	$\Delta W_{кз}$ НН2	
1	41540	20770	20770	2	500	42800	8847	66773	66773	
2	40470	20235	20235	2	500	42800	8397	63378	63378	
3	37520	18760	18760	2	1000	85600	14435	108949	108949	
4	31100	15550	15550	2	500	42800	4959	37427	37427	
5	29620	14810	14810	2	2000	171200	17992	135800	135800	
6	21970	10985	10985	2	500	42800	2475	18678	18678	
7	20910	10455	10455	2	1500	128400	6725	50757	50757	
8	17960	8980	8980	2	500	42800	1654	12482	12482	
9	13120	6560	6560	2	1000	85600	1765	13322	13322	
10	12060	6030	6030	2	760	65056	1133	8555	8555	
						8760	214000	36638	516121	516121
						Итого	1282881			

Для определения величины приведенных затрат базового варианта с трансформаторами ТРДН 32000/110/10/10 определим сначала стоимость электроэнергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{640}{5474,63} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 640$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,14$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1282881 \cdot 1,25 = 1603601,25 \text{ руб}$$

Найдём стоимость годовых отчислений:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 40000000 = 3760000 \text{ руб}$$

где K - стоимость силового трансформатора, K = 20000000 руб.;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Найдем приведенные затраты для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 32000/110/10/10:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 40000000 + 3760000 + 1612473 = 17372473 \text{ руб}$$

где $E_{\text{н}}=0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования.

Для двухобмоточного трансформатора, с расщепленной обмоткой марки ТРДН 40000/110/10/10 методика расчета аналогична трансформатору ТРДН 32000/110/10/10.

Для обмотки ВН определим коэффициент как:

$$k_{\text{з.ВН}} = \frac{S_{\text{ПС}}^{\text{макс}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{41,54}{40} = 1,0385,$$

Загрузку обмоток НН1 и НН2 примем равными, тогда коэффициент загрузки этих обмоток:

$$k_{\text{з.НН1}} = k_{\text{з.НН2}} = \frac{S_{\text{НН1}}^{\text{макс}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{20,7}{40} = 0,51925,$$

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе ТРДН 40000/110/10/10 в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{\text{xx}} = \frac{i_{\text{x}}}{100} \cdot S_{\text{номТ}} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар},$$

Значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе.

Для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{1,13}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар},$$

где $U_{кВН}$ - то напряжение КЗ обмотке ВН, которое по паспортному значению напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и НН - $u_{кВН-НН}$ определяется по выражению:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13, \%$$

Для обмоток НН1 и НН2 они будут равны между собой так как значение напряжения КЗ для этих обмоток одинаковы:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар},$$

где $U_{кНН}$ - это напряжение КЗ обмотке НН, которое по паспортному значению напряжения короткого замыкания между обмотками ВН и НН - $u_{кВН-НН}$ определяются по выражению:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375,$$

Нагрузочные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания.

Для обмотки ВН:

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

Для обмоток НН1 и НН2:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1} = 350 + 0,05 \cdot 7350 = 717,5 \text{ кВт},$$

Для определения величины приведенных потерь активной мощности КЗ определяются также для каждой обмотки силового трансформатора. Для обмотки ВН потери равны 0, т.е. $P_{кВН} = 0$, а для обмоток низшего напряжения НН1 и НН2 потери определяются по выражению:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 170 = 350 \text{ кВт}$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе. Определяется в целом для трансформатора, так как характеризуют потери в магнитопроводе и определяются по выражению:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ин} \cdot Q_{xx} = 37 + 0,05 \cdot 220 = 48 \text{ кВт},$$

В целом по трансформатору значение приведенных потерь определяются по выражению:

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2} = \\ &= 48 + 1,0385^2 \cdot 26,25 + 0,51925^2 \cdot 717,5 + 0,51925^2 \cdot 717,5 = 463,215 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

Так как годовой график подстанции «Радиостанция» имеет различные ступени по мощности, то можно рассмотреть вариант по снижению потерь за счет отключения одного из трансформаторов. Для этого определим значение экономически эффективной мощности подстанции. При снижении нагрузки на подстанции ниже этого значения один из трансформаторов может быть отключен, а его нагрузка со стороны НН переключится на оставшийся в работе трансформатор. Экономическая мощность подстанции:

$$S_{\mathcal{E}}^{ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_{кз}}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{48}{26,25}} = 76494,63 \text{ кВА}$$

Расчет потерь электрической энергии выполняется аналогично по выражениям (2.1-2.5), результаты расчётов потерь электроэнергии в трансформаторе приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Потери в трансформаторе ТРДН – 40000/110/10/10

i	S_i , кВА	$S_{i \text{ НН1}}$, кВА	$S_{i \text{ НН2}}$, кВА	n	T_i	ΔW_{xx}	$\Delta W_{\text{кз ВН}}$	$\Delta W_{\text{кз НН1}}$	$\Delta W_{\text{кз НН2}}$	
1	41540	20770	20770	2	500	48000	7078	48363	48363	
2	40470	20235	20235	2	500	48000	6718	45904	45904	
3	37520	18760	18760	2	1000	96000	11548	78911	78911	
4	31100	15550	15550	2	500	48000	3967	27108	27108	
5	29620	14810	14810	2	2000	192000	14394	98359	98359	
6	21970	10985	10985	2	500	48000	1980	13528	13528	
7	20910	10455	10455	2	1500	144000	5380	36763	36763	
8	17960	8980	8980	2	500	48000	1323	9041	9041	
9	13120	6560	6560	2	1000	96000	1412	9649	9649	
10	12060	6030	6030	2	760	72960	907	6196	6196	
						8760	240000	29310	373822	373822
						Итого	1016954			

Стоимость электроэнергии за 1кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{640}{5474,63} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 640$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,14$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{лс}} \cdot C_{\text{э}} = 1016954 \cdot 1,25 = 1278226 \text{ руб}$$

Годовые отчисления:

$$I_O = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 50000000 = 4700000 \text{ руб}$$

где K - стоимость силового трансформатора, $K = 25000000$ руб.;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Найдем приведенные затраты для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 40000:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I_O + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 50000000 + 4700000 + 1278226 = 20978226 \text{ руб}$$

где $E_H=0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования.

Исходя из сравнения значений приведенных затрат, примем вариант с наименьшими приведенными затратами – вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН-32000/110/10/10.

2.4 Выводы по разделу 2

1. Определен перечень силовых трансформаторов который может быть принят к установке на подстанции.

2. Выполнен расчет технико-экономических показателей двух вариантов установки силовых трансформаторов.

3. В качестве оптимального варианта принято к установке два силовых трансформатора марки ТРДН-32000/110/10/10.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо выполнять для проверки выбираемого высоковольтного коммутационного оборудования подстанции, а также измерительных трансформаторов тока и напряжения, кабелей, жестких и гибких шин на стойкость к ТКЗ. Кроме того, расчет токов короткого замыкания необходим для расчета уставок релейной защиты и автоматики подстанции. В работе необходимо выполнить расчет симметричных и не симметричных ТКЗ.

3.1 Расчет симметричных ТКЗ

К симметричным токам короткого замыкания относятся трехфазные токи. Расчет уровня трехфазных ТКЗ необходим для выбора оборудования и проверки его на отключающую способность, а также для проверки на термическую стойкость. Методик расчета трехфазных ТКЗ представлена в [20].

Составим схему для расчета симметричных ТКЗ которая показана на рисунке 4. На рисунке 4 отметим расчетные точки. Точки выбираются на каждой стороне силового трансформатора.

3.1.1 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ

Составим схему замещения по расчетной схеме, схема замещения представлена на рисунке 5а. На рисунке 5б-в показано преобразование схемы замещения для точки К1. На рисунке 5г и 5д показано преобразование схемы для расчетных точек К2 и К3 соответственно.

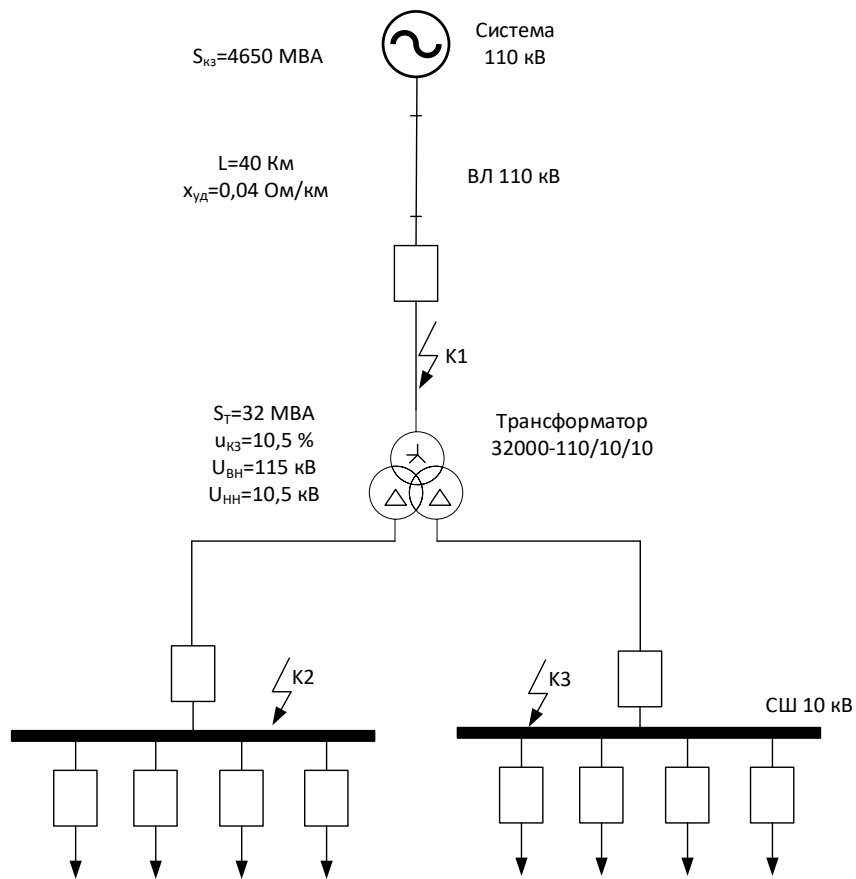


Рисунок 4 – Расчетная схема ТКЗ

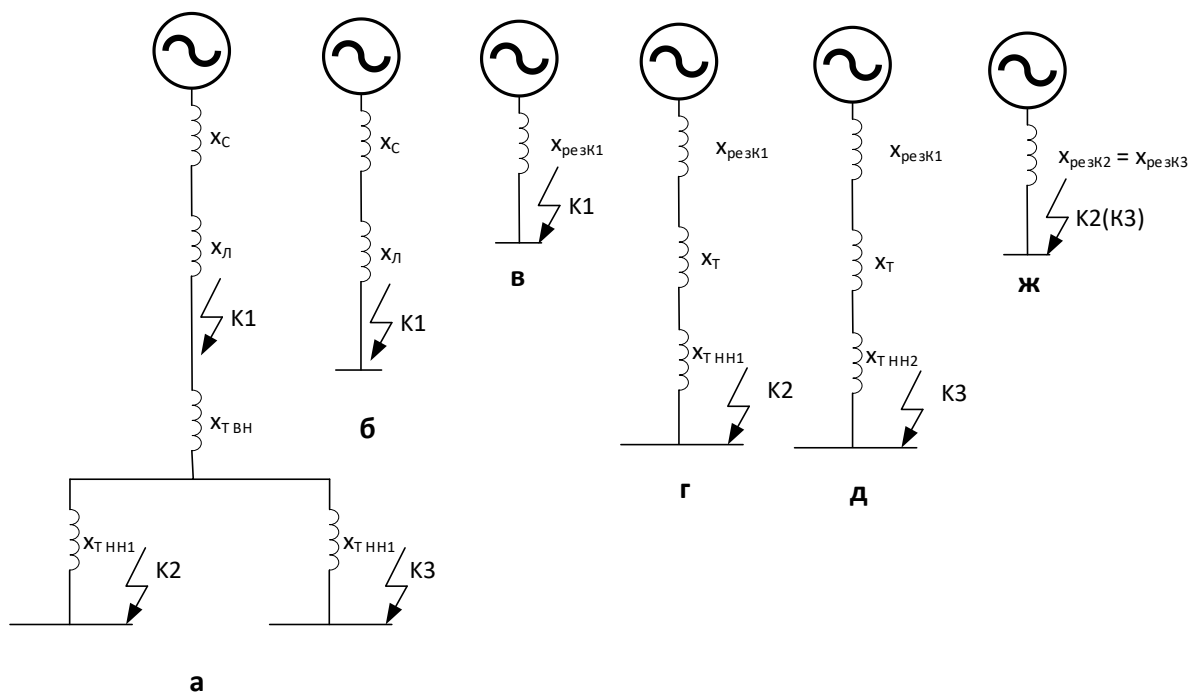


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета ТКЗ и преобразование схемы замещения

Расчет параметров схемы замещения.

Сопротивление системы, Ом:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}} \quad (3.1)$$
$$x_{*c} = \frac{1000}{4650} = 0,215$$

Сопротивление воздушной линии 100 кВ, Ом:

$$x_{*л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.n}^2} \quad (3.2)$$
$$x_{*л} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,21$$

Сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез K1} = x_{*c} + x_{*л} \quad (3.3)$$
$$x_{*рез K1} = 0,215 + 1,21 = 1,425$$

Базисный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} \quad (3.4)$$
$$I_{\bar{o}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{o}}}{x_{*рез K1}} \cdot I_{\bar{o}} \quad (3.5)$$

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

Ударный ТКЗ в точке К1:

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

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

3.1.2 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ

Преобразование схемы замещения для расчета ТКЗ в точках К2 и К3 показано на рисунках 3.2Г и 3.2Д.

Сопrotивление элементов схемы замещения.

Сопrotивление трансформатора.

Со стороны ВН:

$$x_{*T BH} = \frac{U_{к BH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном T}} \quad (3.7)$$

$$x_{*T BH} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 0,353$$

Со стороны НН:

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{U_{к HH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном T}} \quad (3.8)$$

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,742$$

Результирующее сопротивление для точки К2:

$$x_{*рез K2} = x_{*рез K1} + x_{*T BH} + x_{*T HH} \quad (3.9)$$

$$x_{*рез K2} = 1,425 + 0,353 + 5,742 = 7,52$$

Базисный ток для стороны 10 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.н}}} \quad (3.10)$$
$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей в точке К2:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{E''_{*\sigma}}{X_{*\text{рез}K2}} \cdot I_{\sigma} \quad (3.11)$$
$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{7,52} \cdot 55,05 = 7,32 \text{ кА}$$

Значение ударного ТКЗ в точке К2:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\sigma} \quad (3.12)$$
$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 7,32 \cdot 1,93 = 19,92 \text{ кА}$$

3.2 Определение несимметричных ТКЗ

Несимметричные КЗ: однофазное; двухфазное; двухфазное на землю.

Расчетная схема нулевой последовательности для несимметричных ТКЗ показана на рисунке б.

Схема соединения обмоток НН трансформатора - треугольник, поэтому токи нулевой последовательности не будут выходить за пределы обмотки НН, т.е. на стороне 10 кВ расчет выполняется только двухфазного тока короткого замыкания. Токи КЗ на землю будут иметь очень маленькие значения и не принимаются в расчет.

3.2.1 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ

Несимметричные ТКЗ определяются методом симметричных составляющих, поэтому составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Схема замещения прямой и обратной последовательностей аналогичны схеме на рисунке 5а.

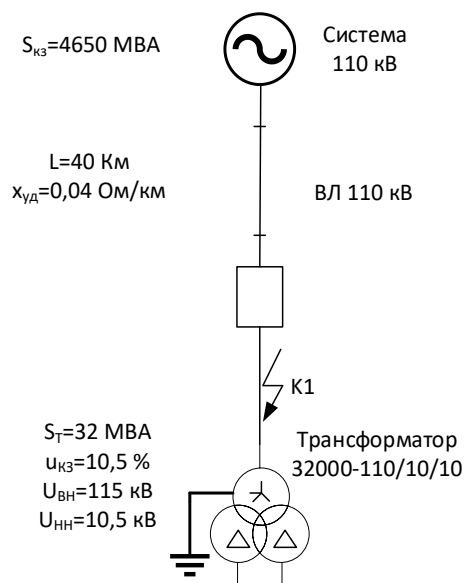


Рисунок 6 – Расчетная схема для несимметричных ТКЗ

Для расчетной точки К1 схема замещения нулевой последовательности и ее преобразование показана на рисунке 7.

Сопротивление системы определено в выражении (3.1).

Сопротивление ЛЭП в схеме нулевой последовательности:

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

$$x_{*0.l} = 3,5 \cdot 1,21 = 4,234$$

Сопротивление трансформатора:

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

$$x_{*T0} = x_{*TBH} + \frac{x_{*T_{HH1}} \cdot x_{*T_{HH2}}}{x_{*T_{HH1}} + x_{*T_{HH2}}} = 0,353 + \frac{5,742 \cdot 5,742}{5,742 + 5,742} = 3,224,$$

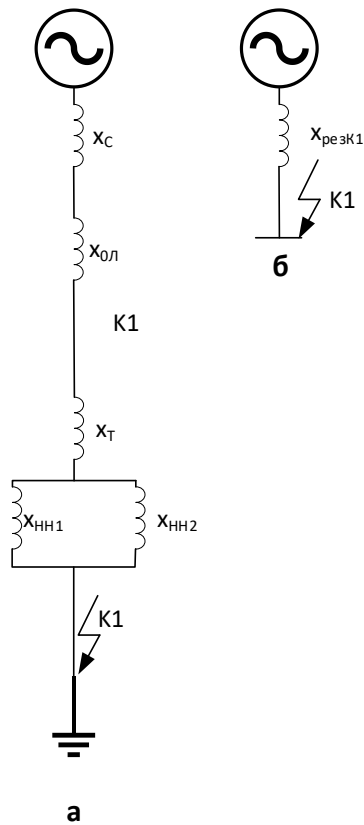


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности

Результирующее сопротивление для точки К1:

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

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,215 + 4,234 + 3,224 = 7,674$$

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ в точке К1:

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

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 1,425 + 7,674} = 1,431 \text{ кА}$$

Ударный ТКЗ:

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

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,431 \cdot 1,8 = 3,642 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю в точке К1:

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

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{1,425 + 2 \cdot 7,674} = 0,898 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю:

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

$$i_{y\delta}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 0,898 \cdot 1,8 = 2,286 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ:

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

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

Ударный ток двухфазного КЗ:

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

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

3.2.2 Определение значений несимметричных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ:

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

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 91,643 \cdot 1}{2 \cdot 7,52} = 10,554 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

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

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 10,554 \cdot 1,93 = 28,8 \text{ кА}$$

Результаты расчетов в разделе 3 сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Токи КЗ на подстанции определенные расчетным путем

Вид КЗ	Расчетная точка КЗ		
	К1	К2	К3
$I_{n0}^{(3)}$, кА	3,523	7,32	19,92
$i_{y\delta}^{(3)}$, кА	8,969	7,35	19,92
$I_{n0}^{(1)}$, кА	1,431	-	-
$i_{y\delta}^{(1)}$, кА	3,642	-	-
$I_{n0}^{(1.1)}$, кА	0,898	-	-
$i_{y\delta}^{(1.1)}$, кА	2,286	-	-
$I_{n0}^{(2)}$, кА	3,051	10,54	10,54
$i_{y\delta}^{(2)}$, кА	7,767	28,8	28,8

Анализируя сводные результаты расчетных значений тока короткого замыкания, представленные в таблице 5, установлено, что для стороны 110 кВ самым опасным видом КЗ является трехфазное короткое замыкание – симметричное, а для стороны 10 кВ является двухфазное короткое замыкание – несимметричное. На основании этого для выбора оборудования на стороне 110 кВ будет использоваться значения трехфазного тока КЗ для точки К1, а на стороне 10 кВ будут использоваться значения двухфазного КЗ полученные для расчетной точки К2 и К3.

3.3 Выводы по разделу

1. Составлена расчетная схема для определения значений токов короткого замыкания на подстанции.
2. Определены значения симметричных и несимметричных токов короткого замыкания на подстанции.

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 Выбор выключателя 110 кВ

Значение максимального тока с учетом максимальной допустимой перегрузки:

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225 \text{ A}$$

Интеграл Джоуля для проверки на термическую стойкость:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 3,523^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{no}^{(3)}$ - трехфазный ТКЗ в точке К1 выбран согласно расчетным значениям полученным в п.3 и представленным в таблице 5.

Апериодическая составляющая ТКЗ.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,523 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 2,47 \text{ кА}$$

Таблица 6 – Выбор выключателя ВГТ-110/10-1000

Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 225 \text{ A}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$
$I_{no}^{(3)} = 3,523 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{ат} = 2,47 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,523 + 2,47 = 7,45 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 45, \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 3,523 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,969 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВГТ-110/10-1000 удовлетворяет условиям выбора.

4.2 Выбор выключателя 10 кВ

Методика выбора аналогична методике для выбора выключателя 110 кВ.

Расчетные значения:

$$I_{MAX} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2050 \text{ А.}$$

$$B_K = (I_{no}^{(2)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 10,54^2 \cdot (0,01 + 0,12) = 14,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,54 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 9,04 \text{ кА}$$

Таблица 7 – Выбор выключателя ВВ/TEL-10-2500

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 2050 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{no}^{(2)} = 10,54 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{ат} = 9,04 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 40 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,54 + 10,32 = 25,18 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 64 \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 10,54 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 28,8 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 14,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВВ/TEL - 10-2500 удовлетворяет условиям выбора.

4.3 Выбор разъединителя 110 кВ

Таблица 8 – Выбор разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1

Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} = 225 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 3,523 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 8,969 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203.65 \text{ кА}$
$B_K = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем разъединитель РНДЗ-110/1000, который удовлетворяет условиям выбора. Для установки на подстанции необходимы два вида исполнения разъединителей на напряжение 110 кВ: с одним и с двумя заземляющими ножами. Соответственно к установке принимаем четыре разъединителя типа РНДЗ-2-110/1000 и два разъединителя типа РНДЗ-1-110/1000. Установка разъединителей выполняется согласно выбранной схемы подстанции.

4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Максимальный ток в цепи измерения трансформатора тока без учета максимально допустимой перегрузки силового трансформатора:

$$I_{МАХ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,6 \text{ А}$$

Таблица 9 – Выбор трансформатора тока ТОГФ-110-200/5

Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} = 160,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{y\delta} = 8,969 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 40 \text{ кА}$
$B_K = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем трансформатор тока ТОГФ-110-200/5, удовлетворяющий

условиям выбора. Вторичный ток измерительного трансформатора тока составляет 5 А.

Нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Нагрузка трансформатора тока

Вид измерительного прибора	Марка прибора	Мощность на каждую фазу [ВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-315	1	0,5	0,5
ИТОГО:		1	0,5	0,5

Определим сопротивление с учетом мощности измерительного прибора, сопротивления контактов и сопротивления нагрузки.

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом}$$

Длина проводов принимается равной 65 м.

Сечение провода для подключения приборов.

Расчетное значение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,02} = 1,84 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод с сечением 2,5 мм².

4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ проводится аналогично выбору на стороне 110 кВ.

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1761,62 \text{ A}$$

Таблица 11 – Выбор трансформатора тока ТОЛ -10-2000/5

Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 1761,62 \text{ A}$	$I_{ном} = 2000 \text{ A}$
$i_{y\partial} = 28,8 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 14,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5, удовлетворяющий условиям выбора. Определим нагрузку ТТ на стороне НН. Для этого определим типы и количество измерительных приборов, которые необходимо установить, затем определим мощности этих приборов. Приборы рассматриваются для типовой отходящей ячейки, так как для этого типа ячеек используется максимальное количество приборов по сравнению с вводной или секционной ячейкой.

Таблица 12 – Нагрузка трансформатора тока

Тип прибора	Модель прибора	Мощность [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 энергии	САЧУ-И 678	2,5	2,5	-
Счетчик реактивной энергии	САЧУ-И673М	2,5	2,5	-
Варметр	Д-325	0,5	0,5	-
Суммарная мощность		6,5	6,5	0,5

Определим сопротивление с учетом мощности измерительного прибора, сопротивления контактов и сопротивления нагрузки.

Сопротивление приборов:

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

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,26 = 0,94$$

Примем длину проводов для подключения приборов 40 м.

Расчетное сечение провода:

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

Выбираем сечение провода 2,5 мм².

4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

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

Таблица 13 – Нагрузка трансформатора ЗНОЛ-10-250

Тип прибора	Марка прибора	Мощность [ВА]	N _к	cosφ	sinφ	N _п , число приборов	Мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Счетчик активной энергии	Меркурий 234 ARTM	2	2	0,38	0,93	5	7,6	18,5
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230ART	2	2	0,38	0,93	4	6,08	14,8

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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

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

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

Принимаем к установке трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-10/250.

4.7 Расчет гибких шин 110кВ

Тока при допустимой перегрузке.

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,65 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225 \text{ А}$$

где $J_{\text{э}} = 1 \text{ А/мм}^2$, так как $T_{\text{м}} = 5474,63$ часа, что больше 5000, тем самым выбираем коэффициент равный единице.

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{э}}} = \frac{225}{1} = 225 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС 240 с допустимым током 600 А.

Проверка по длительно допустимому току.

$$I_{\text{max}} = 225 < I_{\text{дл.доп}} = 600 \text{ А}$$

Проверка провода АС 240 на термическую стойкость не выполняется для проводов устанавливаемых на открытом воздухе.

Проверка выбранного провода на коронирование, так как класс напряжения 110 кВ.

Начальную напряженность возникновения коронного разряда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,8}} \right) = 35 \text{ кВ} / \text{см}$$

Далее найдем напряженность ЭП вблизи самого провода АС 240.

Напряженность вблизи провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cpz}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,8}} = 26 \text{ кВ} / \text{см}$$

Условие зажигания короны:

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

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

$$0,9 \cdot 35 = 31,5 \text{ кВ} / \text{см}$$

$$26,4 \leq 31,5 \text{ кВ} / \text{см}$$

Выбранный провод не коронирует.

4.8 Выводы по разделу 4

1. Рассчитаны параметры выбора основного высоковольтного оборудования подстанции.
2. Определен состав оборудования, принимаемый к установке на подстанции согласно главной электрической схемы подстанции.
3. Выбрана ошиновка ОРУ 110 кВ, гибким проводом и выполнена проверка гибких шин на коронирование.
4. Определен необходимый состав измерительных приборов подстанции и выбраны измерительные трансформаторы тока и напряжения.

5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Расчет мощности системы собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Состав потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт		
	п, штук	$P_{уд}$, кВт/ед.	Всего
Охлаждение трансформатора	2	3	6
Подогрев приводов выключателя	2	1,8	3,6
Подогрев ячеек РУ 10кВ	16	1	16
Подогрев приводов разъединителей 110 кВ	6	0,6	3,6
Подогрев шкафов РЗА	2	1	2
Отопление, освещение, вентиляция	1	80	80
Освещение ОРУ-110 кВ	1	2	2
Маслохозяйство	2	200	400
Зарядно-подзарядный агрегат	2	23	46
Итого:			559,2 кВт
С учетом коэффициента загрузки $K_{загр} = 0,7$			
Всего:			391,44 кВт

Согласно каталогам производителей, ближайший больший трансформатор - ТМГ – 400, мощность 400 кВА, с учетом расчетного значения 391,44 кВт, принимаем к установке два трансформатора типа ТМГ-400/10/0,4.

5.2 Выводы по разделу 5

1. Выбраны трансформаторы способные обеспечить питание потребителей собственных нужд в нормальном и аварийном режимах.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

«Релейная защита (РЗ) силовых трансформаторов (СТ) и автотрансформаторов (АТ), далее объекта защиты, должна быть отстроена с учетом следующих режимов работы: многофазные замыкания в обмотках и на выводах объекта защиты; однофазные замыкания в обмотках и на выводах объекта защиты; витковые замыкания в обмотках объекта защиты; внешние КЗ; повышение напряжения на неповрежденных фазах объекта защиты (для СТ напряжением 110 кВ с режимом изолированной нейтрали); частичный пробой изоляции вводов объекта защиты с напряжением ≥ 500 кВ; перегрузка объекта защиты; понижение уровня масла в баке объекта защиты; «пожар» стали магнитопровода объекта защиты» [6].

6.1 Расчет уставок ДЗТ

Исходными данными для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора марки ТРДН 32000/110 $S_{ном} = 32$ МВА; номинальное напряжение на стороне ВН 110 кВ; номинальное напряжение на стороне НН 10 кВ, количество ступеней регулирования $n=19$, шаг регулирования $\Delta U=1,78$.

Значения максимальных погрешностей измерительных трансформаторов тока: $\varepsilon_{макс}=0,1$; $\varepsilon_{мин}=0,1$; $\varepsilon_{0,5}=0,1$; $\varepsilon_{раб,макс}=0,1$; $\varepsilon_{1,5}=0,1$,

Расчет уставок ДЗТ выполним для блока микропроцессорной релейной защиты БМРЗ.

Для стороны ВН номинальный ток:

$$I_{ном тр ВН} = \frac{S_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном тр ВН}} = 80,327 \text{ A}$$

Для стороны НН номинальный ток:

$$I_{ном тр НН} = \frac{S_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном тр НН}} = 1466 \text{ A},$$

«где $S_{номтр}$ - номинальная полная мощность трансформатора, кВА; $U_{номтр}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.»

Расчетное значение максимального тока в измерительном канале.

для стороны ВН:

$$I_{\max ПТН\ ВН} = k_{пер} \cdot \frac{I_{K\ \max\ ВН}}{K_{ТТ\ ВН}} = 165\ A,$$

для стороны НН:

$$I_{\max ПТН\ НН} = k_{пер} \cdot \frac{I_{K\ \max\ НН}}{K_{ТТ\ НН}} = 71,12\ A$$

«где $k_{пер}=2$ – коэффициент переходного режима;»

« $I_{K\ \max}$ - максимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;»

« $K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока.»

«Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН) для обеспечения требуемой погрешности.»

Для стороны ВН:

$$\frac{I_{ном\ тр\ ВН}}{K_{ТТ\ ВН}} = 2,678$$

Для стороны НН

$$\frac{I_{ном\ тр\ НН}}{K_{ТТ\ НН}} = 4,888$$

ПТН удовлетворяют условиям допустимых погрешностей.

«Определим относительный расчётный ток небаланса:»

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

«Определим значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:»

$$I_{НБ\ расч} = (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{K\ макс\ НН\ прив}}{I_{номтр\ ВН}} = 5,34$$

«где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, 2,5;»

« k_a - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем равным 1;»

« $I_{K\ макс\ НН\ прив}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ, приведенная к стороне ВН;»

« $\varepsilon_{макс}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ «

« $I_{K\ макс\ НН\ прив}$; $I_{K\ макс\ НН\ прив}$ - номинальный первичный ток стороны НН; «

« $U_{рег}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %; «

« γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%;»

Значение уставки:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБ\ расч} = 6,407$$

«где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,2;»

Относительный расчетный ток небаланса $I_{ДЗТ\ нач}$:

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

«где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме),

примем равным 1; максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5I_{\text{ном тр ВН}}$;»

«Уставка начального тока 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,»

Уставку рекомендуется принимать не менее 0,3, поэтому примем $I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,3$.

«Определим ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{\text{торм2}} = 1,5$,»

$$I_{\text{ДЗТ2}} = k_{\text{отс}} \cdot 1,5 \cdot (k_{\text{неп}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{\text{рег}} + \gamma) = 0,738$$

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

«Коэффициент торможения на втором участке рассчитаем по формуле:»

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

Ток торможения на стороне ВН:

$$I_{\text{К торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{неп2}} \cdot \varepsilon_{\text{МАКС}}}{2} \right) \cdot \frac{I_{\text{К МАКС НН при в}}}{I_{\text{ном тр ВН}}} = 10,152$$

«где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2,5;»

«Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:»

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К\text{торм}} - I_{\text{торм}2}} = 0,655$$

«Определим величину погрешности, которая обусловлена присутствием регулятора напряжения по выражению:»

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

Определим величину расчетного тока небаланса:

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

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

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

Уставку ДЗТ рекомендуется принимать не меньше 0,3, примем $I'_{ДЗТ\text{ нач}} = 0,3$.

Найдем величину тока срабатывания ДЗТ:

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

Тогда коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики ДЗТ:

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

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

$$I'_{ДТО} = K_{ОТС} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{K макс НН прив}}{I_{номТР ВН}} = 4,92.$$

Величина коэффициента торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К торм} - I_{торм2}} = 0,506.$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{Ч} = \frac{I_{K мин НН прив} \cdot (1 - \varepsilon_{мин})}{I_{номтр ВН} \cdot I_{ДЗТ нач}} = 27,824$$

«где $I_{K мин НН прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ в защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН; $I_{ДЗТ нач}$ - уставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая 0,3.»

Коэффициент чувствительности выше 2, уставка удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ расч} = 1 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб. макс} + U'_{рег} + \gamma) = 0,31$$

«где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1.»

Уставка сигнализации небаланса:

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

6.2 Выводы по разделу 6

1. Для уставки на подстанции приняты современные микропроцессорные терминалы релейной защиты, которые обеспечивают высокую надежность, скорость и точность определения повреждений и передачи сигнала на ликвидацию аварийного возмущения.

2. Для защиты силового трансформатора подстанции выполнен расчет уставок микропроцессорного терминала релейной защиты силового трансформатора.

3. Представлена характеристика и назначение релейной защиты подстанции.

4. Рассчитанные уставки дифференциальной защиты силового трансформатора обеспечивают требуемый уровень чувствительности, так как расчётное значение коэффициента чувствительности составляет 27,824, что превышает нормируемое значение по ПУЭ равное 2.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчет заземления

Для расчета заземления примем грунт однородным с удельным сопротивлением $\rho_{в.с} = \rho_{н.с} = \rho_{экв.с} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Вертикальные заземлители выполним стальными стержнями длиной $l_e = 5 \text{ м}$. Для горизонтальных заземлителей используем стальную полосу с глубиной заложения $t_0 = 0,5 \text{ м}$. Размер контура $50 \times 70 \text{ м}$, площадь $S=3500 \text{ м}^2$, периметр $P=240 \text{ м}$. Предварительное количество стержней примем $n_B=24 \text{ шт}$.

Общая длина горизонтальных заземлителей:

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

Полная длина вертикальных заземлителей:

$$L_{В} = l_e \cdot n_e = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м}$$

Среднее расстояние между вертикальными заземлителями:

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

Расчетная модель со стороной квадрата:

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

Сопротивление заземлителя:

$$R = A \frac{\rho_{экв.с}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{экв.с}}{L_{Г} + L_{В}} = 0,366 \cdot \frac{20}{59,16} + \frac{20}{820 + 120} = 0,15 \text{ Ом}$$
$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t_0}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{59,16} = 0,366$$

Сопротивление заземляющего устройства с учетом всех естественных заземлителей на подстанции (фундаменты установки оборудования):

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,15 \cdot 1,5}{0,15 + 1,5} = 0,14 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющего устройства ниже допустимого $R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}$. Заземление эффективно.

Для длительности воздействия $\tau_B = 0,2 \text{ сек}$ наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{\text{пр. доп}} = 400 \text{ В}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1,1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 6420 \cdot 0,14 \cdot 0,21 \cdot 0,97 = 183 \text{ В}$$

Коэффициент распределения потенциала:

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

где $M=0,5$ для $\rho_1/\rho_2 = 1$

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97$$

где $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$ – сопротивление тела человека;

$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{с.с}} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ Ом}$ – сопротивление растекания тока от ступней.

$$I_{\text{кз}}^{(1,1)} = 6,42 \text{ кА}$$

Условие $U_{\text{ч}} < U_{\text{пр. доп}}$ выполняется. Заземление эффективно.

7.2 Выводы по разделу 7

1. Выполнен расчет заземления подстанции. Определено число вертикальных и горизонтальных заземлителей.

2. Определено напряжение прикосновения, которое не превышает допустимого значения 400 В.

8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчет молниезащиты

Для защиты территории подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ) необходимо устанавливать молниеотводы. Обычно для этого используются стержневые молниеотводы с высотой до 30 м. Для определения числа молниеотводов определим габариты внешних областей зон защиты двойного молниеотвода с надежностью защиты 0,99:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 19,35 = 15,48 \text{ м}$$
$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 19,35 = 15,48 \text{ м}$$

где $h = 19,35$ м - полная высота стержневого молниеотвода.

Определим предельные расстояния с надежностью защиты 0,99:

$$L_{\max} = 4,75 \cdot h = 4,75 \cdot 19,35 = 91,91 \text{ м}$$
$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 19,35 = 43,54 \text{ м}$$

где L_{\max} – предельное расстояние между двумя молниеотводами, м;

L_c – предельное расстояние, при котором граница зоны защиты не имеет провеса, м.

В данном случае расстояние $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса $h_c = h_0$. Габариты внутренних областей зон защиты молниеотвода на высоте защищаемого объекта при $h_x = 6$ м:

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

В результате ставим 6 молниеотводов на подстанции.

8.2 Выводы по разделу 8

1. Выполнен расчет системы заземления подстанции. Определено число молниеотводов необходимых для обеспечения защиты территории подстанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Радиостанция». На первом этапе выполнения определена мощность и расположение проектируемой подстанции. Так же на первом этапе построен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции.

Вторым этапом выполнения ВКР проведено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов. Предложено выполнить сравнение варианта с двумя трансформаторами ТРДН 32000 и двумя трансформаторами ТРДН 40000. Проведенное технико-экономическое сравнение показало, что оптимальным вариантом, согласно величине приведенных затрат, на подстанции необходимо установить трансформатор марки ТРДН 32000/110/10/10.

Далее были определены токи короткого замыкания, выполнен расчет симметричных и не симметричных ТКЗ. По результатам расчетов получено, что наибольшее значение ТКЗ – значение трехфазного КЗ как для стороны 110 так и для стороны 10 кВ. Для выбора оборудования и его проверки в работе использованы значения трехфазного КЗ. На стороне ВН был выбран выключатель марки ВГТ-110, на стороне НН был выбран выключатель ВВ/TEL-10. На стороне 110 кВ, согласно выбранной схеме подстанции выбраны разъединители марки РНДЗ-110 с одним и двумя заземляющими ножами. Так же выбраны измерительные трансформаторы тока – на стороне 110 кВ: ТОГФ 110, на стороне 10 кВ ТОЛ-10-2000/5. На стороне 110 кВ не установка измерительных трансформаторов не требуется, поэтому трансформаторы напряжения выбраны только со стороны НН. На стороне 10 кВ выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ с мощностью обмоток 250 ВА. Мощность была определена исходя из количества приборов установленных на стороне НН и подключенных к ТН. Выбраны шины для выполнения подключения оборудования, гибкие на стороне ВН и жесткие на стороне НН. Затем был произведен расчет

собственных нужд подстанции и выбран трансформатор марки ТМГ - 400/10/0,4, который предлагается установить вне здания ЗРУ подстанции.

Последним этапом выполнен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Для защиты территории подстанции от прямых ударов молнии принято на подстанции установить 6 молниеприемников высотой 20 м каждый.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовано оборудование российского производства, а также нормы и правила проектирования объектов электросетевого комплекса принятые и утвержденные в ПАО «Россети».

Выполненный проект реконструкции подстанции соответствует всем современным действующим нормативным актам и инструкциям. При выполнении ВКР предпочтение отдавалось оборудованию российского производства. Спроектированная подстанция соответствует предъявляемым требованиям к объектам энергетики в части надежности и качества электроснабжения потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: Издательство МЭИ, 2004. — 57 с.
2. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 124 с.
3. Копьев В.Н. Релейная защита. Проектирование: Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ. 2012. – 100 с.
4. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.
8. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: КНОРУС, 2003. –168 с.
9. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.
10. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.
11. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.
12. Стандарт организации. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС Типовые проектные

- решения. Дата введения 01.06.2011. ОАО «ФСК ЕЭС» 2011. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf>
13. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Дата введения: 29.03.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010. [Online] http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/СТО_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf
14. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Дата введения 16.06.2010. ОАО «ФСК ЕЭС» 2010. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf>
15. Стандарт организации. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Дата введения – 20.12.2007. ОАО «ФСК ЕЭС» 2007. [Online] <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>
16. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.
17. Степкина Ю.В, В.М. Салтыков Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
18. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 15.05.2020).

19. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 15.05.2020).
20. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 15.05.2020).
21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
24. 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.
25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.