

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института)

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 понизительной подстанции
110/10 кВ «Усть-Коксинская»

Студент

П.Э. Хахутов

(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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Представлены результаты выпускной квалификационной работы, направленной на реконструкцию электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Усть-Коксинская». Представлен выбор оптимального варианта установки силового трансформатора. Сравнение вариантов установки силовых трансформаторов выполнялось между двумя вариантами. В базовом варианте рассмотрены трансформаторы ТРДН 32000 в альтернативном ТРДН 40000. Оптимальным вариантом по результатам расчета технико-экономических показателей принят вариант с двумя трансформаторами ТРДН 32000.

Выполнен расчет токов короткого замыкания, результаты которого использованы при выборе высоковольтного оборудования, расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора и системы заземления.

В результате выполнен проект реконструкции электрической части понизительной подстанции «Усть-Коксинская» удовлетворяющий современным требованиям к объектам распределительных сетей. Учтены современные требования к проектированию подстанций. Используются современные виды оборудования и методики проектирования.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы представлена на 62 странице печатного текста, формата А4. Содержит 13 таблиц, 10 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена на шести листах формата А1.

ABSTRACT

The graduation work title is “The retrofit of “Ust-Koksinskaya” substation with voltage classes 110 kV and 10 kV”. The goal of graduation work is to increase the efficiency of electric power supply of customers.

To reach the goal it was suggested to solve three main tasks. The first task was to make the analysis of substation and calculate the maximal capacity taking into account the level of customers capacity and level of its rise. This task was solved in the first section of graduation work.

The second problem was connected with high voltage equipment. The analysis of substation give as a result, that all power transformers are overloaded and it is impossible to connect the new one to the substation. So the power transformers with a 32 MVA capacity were chosen. These power transformers were selected as a optimal variant. To find the optimal variant power transformers with 40 MVA capacity and 32 MVA capacity were compared. The next stage was a short circuit currents calculation. The short currents were calculated to made a right selection of high voltage equipment. Among the equipment, that were selected are: high voltage switchgears, disconnect devices, voltage transformers, current transformers and other one.

The third task was to design the protection system of the substation. The protection system includes relay protection system, lightning protection system and grounding system. As a result the digital relay protection system were chosen and its triggers for differential protection of power transformer were calculated. The lightning protection system include six lightning rods. And grounding systems consist of horizontal and vertical grounding conductors.

As a result of graduation work the project of substation retrofit was made according to modern design methods and include only modern electrical equipment.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ХРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «УСТЬ- КОКСИНСКАЯ»	8
1.1 Расположение подстанции.....	8
1.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов.....	9
1.3 Выводы по разделу 1	12
2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	13
2.1 Выбор типа силовых трансформаторов.....	13
2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов	13
2.3 Техничко-экономическое сравнение трансформаторов	14
2.4 Выводы по разделу 2	23
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	25
3.1 Расчет симметричных ТКЗ.....	25
3.2 Расчет несимметричных ТКЗ.....	30
3.3 Выводы по разделу 3	34
4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	35
4.1 Выбор выключателя 110 кВ.....	35
4.2 Выбор выключателя 10 кВ.....	36
4.3 Выбор разъединителя 110 кВ.....	36
4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ	37
4.5 Выбор трансформатора тока 10 кВ	39
4.6 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ.....	40
4.7 Расчет гибких шин 110кВ	41
4.8 Выводы по разделу 4	42
5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ	44
5.1 Расчет нагрузок потребителей собственных нужд.....	44
5.2 Выводы по разделу 5	44

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	45
6.1 Расчет уставок ДЗТ	45
6.2 Выводы по разделу 6	51
7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ	52
7.1 Расчет заземления	52
7.2 Выводы по разделу 7	54
8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ	55
8.1 Расчет заземления	55
8.2 Выводы по разделу 8	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль является основополагающей отраслью развития всего государства. Она оказывает непосредственное влияние на экономику страны, а также на промышленность, сельское хозяйство и другие отрасли. При этом развитие электроэнергетической отрасли должно вестись по опережающим темпам.

Развитие электроэнергетической отрасли – это строительство новых объектов генерации, объектов электросетевого комплекса и обеспечение нормального функционирования уже существующих объектов.

Большая часть электрических подстанций, находящихся на территории Российской Федерации и входящие в Единую Национальную Электрическую Сеть строились достаточно давно, более 30 лет назад. При этом на момент их строительства распределение потребителей по территории страны отличалось от сегодняшнего. Наряду с этим сегодня наблюдается изменение характера и уровня потребителей, происходит рост электропотребления в различных областях и регионах. Повышенный спрос на электрическую энергию ставит электроэнергетическую отрасль в ситуацию, когда существующие мощности не способны обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения. Отслужившие свой срок силовые трансформаторы не допускают дополнительного присоединения потребителей или даже требуют снижения загрузки. Поэтому вопросы, связанные с модернизацией и реконструкцией объектов электроэнергетики, является актуальной задачей.

Функционирование подстанции и силовых трансформаторов более 30 лет, может приводить к повреждению изоляции силового трансформатора и снижению нагрузочной способности трансформатора. Поэтому часть потребителей может переводиться на другую подстанцию, а подключение новых потребителей к объекту закрывается.

Отсутствие новых потребителей будет негативно сказываться на экономической ситуации района, так как будет невозможно строительство

новых промышленных, сельскохозяйственных, муниципальных, развлекательных и общественных объектов.

Поэтому проведение плановой комплексной реконструкции подстанции необходимо для повышения уровня региона.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение установленной мощности подстанции 110/10 кВ «Усть-Коксинская» для подключения новых потребителей.

Для достижения поставленной цели предлагается решить следующие задачи, в рамках выполнения выпускной квалификационной работы:

- 1 Проанализировать текущее состояние подстанции и определить направления реконструкции.
2. Выбрать соответствующее оборудование подстанции.
3. Выполнить расчет заземления и молниезащиты подстанции.

При выполнении ВКР необходимо использовать современные методы и методики инженерного проектирования. Оборудование подстанции после реконструкции должно быть преимущественно Российского производства.

1 ХРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «УСТЬ-КОКСИНСКАЯ»

1.1 Расположение подстанции

Подстанция ПС "Усть-Коксинская" №30 расположена в Республике Алтай, в селе Усть-Кокса, являющимся административным центром Усть-Коксинского муниципального района и Усть-Коксинского сельского поселения. Подстанция входит в филиал ПАО Россети Сибирь (ПАО "МРСК Сибири"), "Горно-Алтайские электрические сети". План расположения подстанции представлен на рисунке 1.

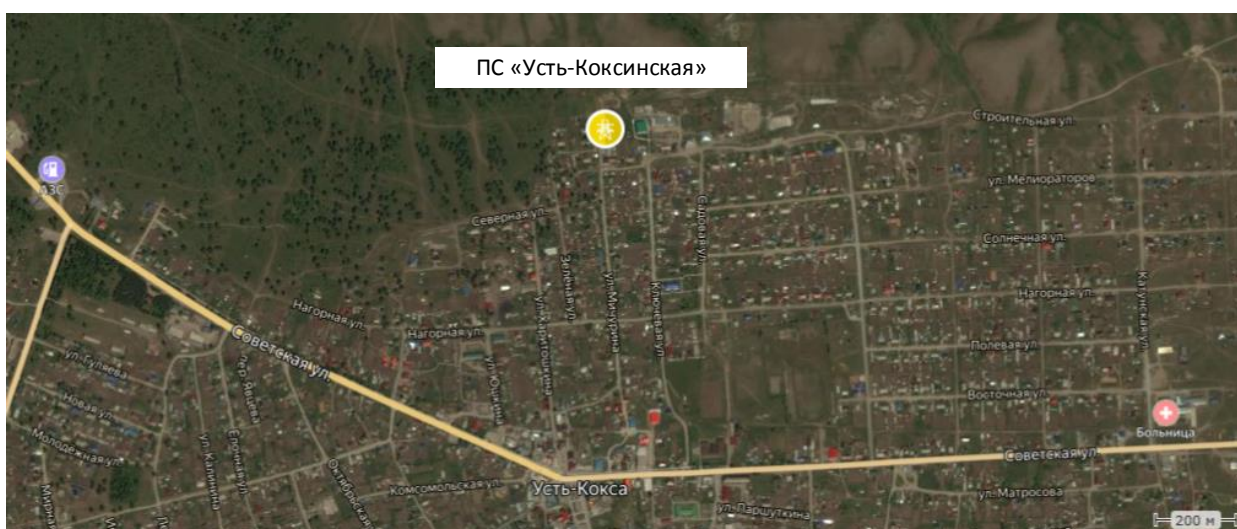


Рисунок 1 – Расположение подстанции «Усть-Коксинская»

На подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 25 МВА. Подстанция введена в эксплуатацию в 1981 году. На настоящее время подстанция находится в эксплуатации больше 30 лет, данных о реконструкции подстанции нет. Поэтому силовые трансформаторы и оборудование подстанции физически и морально устарело. Силовые трансформаторы выработали свой ресурс, который ограничивается сроком 30 лет. Превышение срока эксплуатации силовых трансформаторов может приводит к аварийным ситуациям, связанным с перегрузкой и повреждением изоляции. И как следствие выходом силового трансформатора из строя с

перерывом питания потребителей питаемого района. Поэтому необходимо проведение комплексной реконструкции подстанции с заменой силовых трансформаторов.

1.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы необходимо выполнить анализ годового графика нагрузки подстанции «Усть-Коксинская» и определить требуемую мощность силовых трансформаторов.

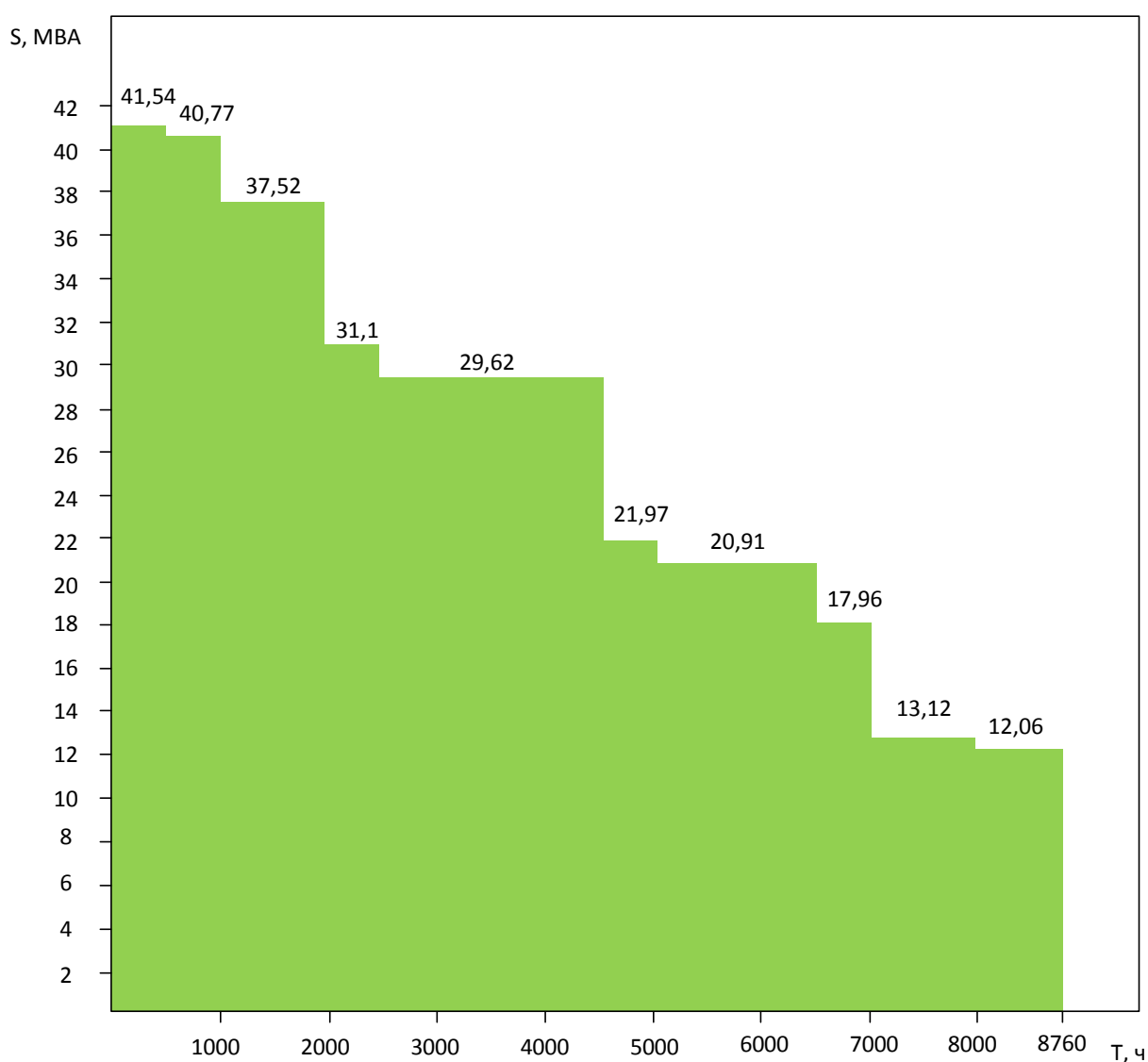


Рисунок 2 – Годовой график нагрузки

Годовой график полной мощности подстанции представлен на рисунке 2. Согласно рисунка 2 максимальная мощность подстанции достигает значения $S_{max}^{PC} = 41,54 \text{ МВА}$. С учетом установленных в настоящее время на подстанции $n = 2$ силовых трансформаторов мощностью $S_{ном} = 25 \text{ МВА}$ получим, что коэффициент загрузки каждого из них, при условии равномерного распределения мощности потребителей между ними составит:

$$k_3 = \frac{S_{max}^{PC}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{41,54}{2 \cdot 25} = 0,83.$$

Для двухтрансформаторных подстанций номинальным коэффициентом загрузки является $k_3 = 0,7$, что позволяет в случае аварийной ситуации на одном из трансформаторов перевести его нагрузку на второй и обеспечить для второго трансформатора допустимую 40%-ую перегрузку с коэффициентом загрузки $k_3 = 1,4$. Превышение номинального коэффициента $k_3 = 0,7$ потребует отключения части потребителей. Кроме того, текущая нагрузка силового трансформатора не позволяет выполнить подключение новых потребителей, что является сдерживающим фактором для развития экономики района. Поэтому в работе будем рассматривать возможность повышения установленной мощности подстанции путем замены силовых трансформаторов на более мощные.

Для годового графика нагрузки (рисунок 2) определим его параметры.

Для этого определим годовое потребление энергии на подстанции. Переведем график полной мощности в график активной мощности согласно выражения:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi, \text{ (МВт)} \quad (1.1)$$

где S_i - соответствующая полная мощность ступени графика нагрузки подстанции (МВА);

$\cos \varphi$ - коэффициент активной мощности, принят равным 0,95 по условия требуемого уровня компенсации реактивной мощности в сетях 110 кВ.

Для определения годовой энергии потребляемой на подстанции воспользуемся выражением:

$$W_i = P_i \cdot t_i, \quad (1.2)$$

где W_i - энергия потребляемая на i -ой ступени годового графика нагрузки, кВт·ч;

t_i - продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки подстанции, ч.

Расчеты по выражениям (1.1) и (1.2) сведем в таблицу 1. Суммарную энергию по подстанции определим путем сложения энергии потребленной на каждой ступени годового графика.

Таблица 1 – Расчет активной мощности и потребляемой энергии

i	S_i	P_i	t_i	W_i
1	41540	39463	500	19731500
2	40470	38446,5	500	19223250
3	37520	35644	1000	35644000
4	31100	29545	500	14772500
5	29620	28139	2000	56278000
6	21970	20871,5	500	10435750
7	20910	19864,5	1500	29796750
8	17960	17062	500	8531000
9	13120	12464	1000	12464000
10	12060	11457	760	8707320
$W_{ПС} =$				215584070

Продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}^{max}} = \frac{215584070}{39463} = 5462,94 \text{ ч},$$

где $W_{ПС}$ - это годовое потребление энергии по графику (рисунок 2);

$P_{ПС}^{max}$ - максимальная активная мощность на подстанции соответствующая ступени годового графика $i = 1$.

Тогда коэффициент заполнения графика равен:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5462,94}{8760} = 0,623$$

На подстанции в настоящее время используется схема, представленная на рисунке 1.3. Данная схема является типовой схемой. Для ОРУ 110 кВ – 110-4Н, для ЗРУ 10 кВ – две секционированные выключателем системы шин. Данная схема удовлетворяет типу подстанции – тупиковая, и при реконструкции изменяться не будет, так как до реконструкции также использовалась два силовых трансформатора с расщепленной обмоткой на стороне 10 кВ, будут предусмотрены дополнительные ячейки (резервные), для подключения новых потребителей.

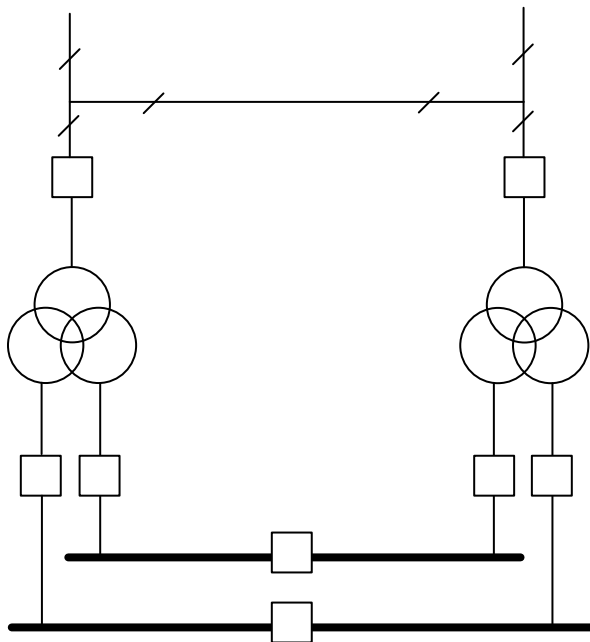


Рисунок 3 – Схема полстанции

1.3 Выводы по разделу 1

1. Представлена краткая характеристика объекта выпускной квалификационной работы;
2. Построен упорядоченный годовой график нагрузки подстанции;
3. Определена максимальная расчетная мощность подстанции;
4. Представлена главная электрическая схема подстанции.

2 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов производится на основании технико-экономического сравнения двух вариантов силовых трансформаторов. Выбор мощности силового трансформатора производится по каталогам производителей исходя из максимальной полной мощности подстанции. Число трансформаторов выбирается исходя из схемы подстанции. На подстанции, до реконструкции, установлено два силовых трансформатора. Поэтому после реконструкции это число трансформаторов сохраняется.

2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов

Определим полную мощность одного силового трансформатора исходя из определенной ранее максимальной мощности подстанции.

Выбор производится исходя из 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 показывающий наличие потребителей первой и второй категории среди потребителей подключенных к подстанции, $K_{1-2} = 0,85$;

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

Из стандартного ряда мощностей силовых трансформаторов выберем наиболее близкие большие, чем расчетное значение $S_{ном.Т} = 25,22$, номинальные мощности силовых трансформаторов для двух вариантов – базового и альтернативного. Выбираем силовые трансформаторы с мощностью 32 МВА и 40 МВА. Трансформатор с мощностью 32 МВА отнесем в базовый вариант, а силовой трансформатор 40 МВА в

альтернативный. Трансформаторы альтернативного и базового вариантов изготавливаются только с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Выберем силовые трансформаторы и определим их паспортные значения. Паспортные данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Паспортные данные

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

2.3 Технико-экономическое сравнение трансформаторов

2.3.1 Определение технико-экономических показателей базового варианта

Для обмотки ВН найдем значение коэффициента загрузки трансформатора при условии использования только одного трансформатора на подстанции:

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

Так как для силовых трансформаторов при проектировании подстанций необходимо стараться распределить равномерно нагрузку между обмотками низкого напряжения, то коэффициенты загрузки для расщепленной обмотки низкого напряжения равны между собой и определяются как:

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

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе складываются из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания. Определим потери холостого хода:

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

Потери короткого замыкания определим отдельно для обмоток низкого и высокого напряжений. Для обмотки высокого напряжения:

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

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:

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

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:

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

Далее определим нагрузочные потери в силовом трансформаторе. Нагрузочные потери определяются для каждой из обмоток. Таким образом определим значение нагрузочных потерь в обмотке высокого напряжения, и в расщепленной обмотке низкого напряжения.

Для обмотки высокого напряжения:

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

Для расщепленной обмотки низкого напряжения:

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

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:

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

В целом по трансформатору значение приведенных потерь определяются по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{3ВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{3НН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{3НН2}^2 \cdot P'_{кНН2} = \\ = 42,8 + 1,289^2 \cdot 21 + 0,649^2 \cdot 630 + 0,649^2 \cdot 630 = 612,373 \text{ кВт},$$

Одним из вариантов снижения потерь в силовом трансформаторе является отключение одного из трансформаторов на подстанции и перевод нагрузки на второй трансформатор. При этом снижаются нагрузочные потери в силовых трансформаторах. Для определения возможности отключения одного из трансформаторов необходимо найти значение экономической мощности подстанции:

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

Определив значение $S_3^{PC} = 46,657 \text{ MVA}$, можем при выполнении условия $S_i \leq S_3^{PC}$ выполнять отключение одного из трансформаторов на подстанции.

Далее необходимо определить потери энергии и стоимость этих потерь. Представим методику определения потерь энергии, а расчеты потерь выполним в таблице 2.2 для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции.

Общие потери электрической энергии на подстанции определяются из выражения:

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

где ΔW_{xi} - потери электрической энергии на холостом ходу определяемые из выражения:

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

ΔW_{ki} - потери электрической энергии для режима короткого замыкания, которые определяются для каждой из обмоток силового трансформатора по выражениям:

для обмотки высокого напряжения:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{KBH} \cdot k_{3BH}^2 \cdot T_i, \quad (2.3)$$

Для обмоток низкого напряжения (НН1)

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{KH1} \cdot k_{3HH1}^2 \cdot T_i \quad (2.4)$$

для обмотки низкого напряжения (НН2):

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{3НН2i}^2 \cdot T_i \quad (2.5)$$

По представленной методике выполним расчет в таблице 3 для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции S_i .

Таблица 3 – Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 32000/110/10/10

i	S_i , кВА	$S_{i\text{НН1}}$, кВА	$S_{i\text{НН2}}$, кВА	n	T_i	ΔW_{xx}	$\Delta W_{к3}$ ВН	$\Delta W_{к3}$ НН1	$\Delta W_{к3}$ 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			

Далее определим стоимость электрической энергии:

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

где α - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности, принимаем равной 640;

β - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч, примем равным 1,14.

Тогда стоимость потерь электрической энергии для базового варианта:

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

Годовые отчисления на базовый вариант:

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

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

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

Приведенные затраты для базового варианта:

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

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

2.3.2 Определение технико-экономических показателей альтернативного варианта

Для обмотки ВН найдем значение коэффициента загрузки трансформатора при условии использования только одного трансформатора на подстанции:

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

Так как для силовых трансформаторов при проектировании подстанций необходимо стараться распределить равномерно нагрузку между обмотками низкого напряжения, то коэффициенты загрузки для расщепленной обмотки низкого напряжения равны между собой и определяются как:

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

Потери реактивной мощности в силовом трансформаторе складываются из потерь холостого хода и потерь короткого замыкания. Определим потери холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{ном T} = \frac{0,55}{100} \cdot 40000 = 220 \text{ квар},$$

Потери короткого замыкания определим отдельно для обмоток низкого и высокого напряжений. Для обмотки высокого напряжения:

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

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:

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

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:

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

Далее определим нагрузочные потери в силовом трансформаторе. Нагрузочные потери определяются для каждой из обмоток. Таким образом определим значение нагрузочных потерь в обмотке высокого напряжения, и в расщепленной обмотке низкого напряжения.

Для обмотки высокого напряжения:

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

Для расщепленной обмотки низкого напряжения:

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

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:

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

В целом по трансформатору значение приведенных потерь определяются по выражению:

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

Одним из вариантов снижения потерь в силовом трансформаторе является отключение одного из трансформаторов на подстанции и перевод нагрузки на второй трансформатор. При этом снижаются нагрузочные потери в силовых трансформаторах. Для определения возможности отключения одного из трансформаторов необходимо найти значение экономической мощности подстанции:

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

Определив значение $S_3^{PC} = 76,494 \text{ МВА}$, можем при выполнении условия $S_i \leq S_3^{PC}$ выполнять отключение одного из трансформаторов на подстанции.

Далее необходимо определит потери энергии и стоимость этих потерь. Представим методику определения потерь энергии, а расчеты потерь выполним в таблице 2.3 для каждой ступени годового графика нагрузки подстанции.

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 электрической энергии 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			

Далее определим стоимость электрической энергии:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{640}{5474,63} + 1,14 = 1,25 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где α - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности, принимаем равной 640;

β - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч, примем равным 1,14.

Тогда стоимость потерь электрической энергии для альтернативного варианта:

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

Годовые отчисления на альтернативный вариант:

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

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

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

Приведенные затраты для альтернативного варианта:

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

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

Полученные в пункте 2.3.1 значения приведенных затрат базового варианта $Z_{\text{пр}} = 17372473$ руб, а для альтернативного $Z_{\text{пр}} = 20978226$ руб.

Приведенные затраты альтернативного варианта превышают затраты базового варианта, поэтому к установке на подстанции принимаем два силовых трансформатора марки ТРДН 32000/110/10/10.

2.4 Выводы по разделу 2

1. Согласно рассчитанной максимальной мощности подстанции определен перечень силовых трансформаторов, которые могут быть установлены на подстанции после реконструкции;

2. Выполнен расчет технико-экономических показателей трансформатора марки ТРДН 32000/110/10/10 кВ;

3. Выполнен расчет технико-экономических показателей трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10 кВ;

4. По результатам анализа результатов расчета технико-экономических показателей двух вариантов установки силовых трансформаторов принято решение выбрать силовой трансформатор марки ТРДН 32000/110/10/10 как оптимальный, согласно критерию минимума приведенных затрат.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования и проверки его на отключающую способность, термическую и электродинамическую стойкость. Также результаты расчета токов короткого замыкания будут использованы при расчете уставок релейной защиты и параметров системы заземления подстанции.

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.

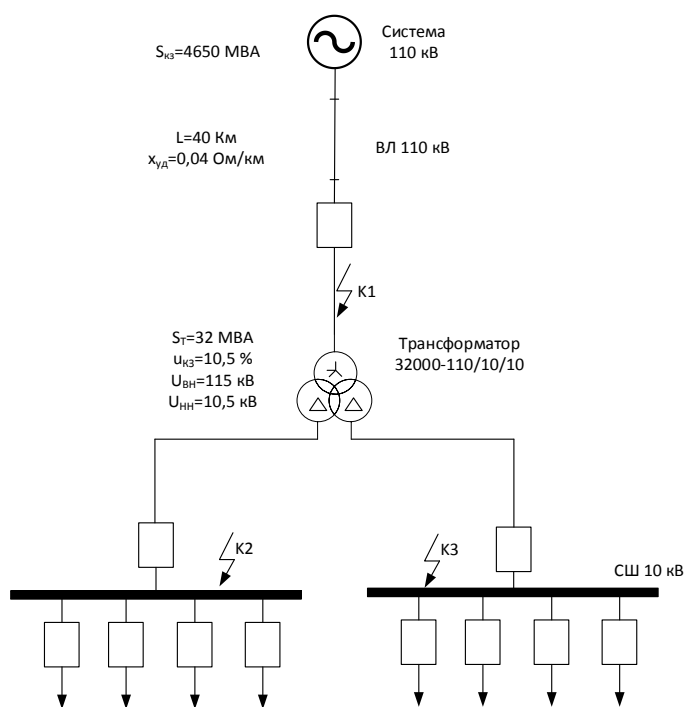


Рисунок 4 – Расчетная схема ТКЗ

3.1.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания

Составим схему замещения, представленную на рисунке 3.2. Для расчета токов короткого замыкания необходимо определить параметры схемы замещения. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания состоит только из индуктивных сопротивлений элементов расчетной схемы – силовой трансформатор, линия электропередачи (воздушная), система. Активные сопротивления элементов расчетной схемы не учитываются. Силовой трансформатор заменяется тремя индуктивными сопротивлениями согласно каждой обмотке. Для определения тока короткого замыкания после определения параметров схемы замещения, необходимо найти результирующее сопротивление до каждой расчетной точки.

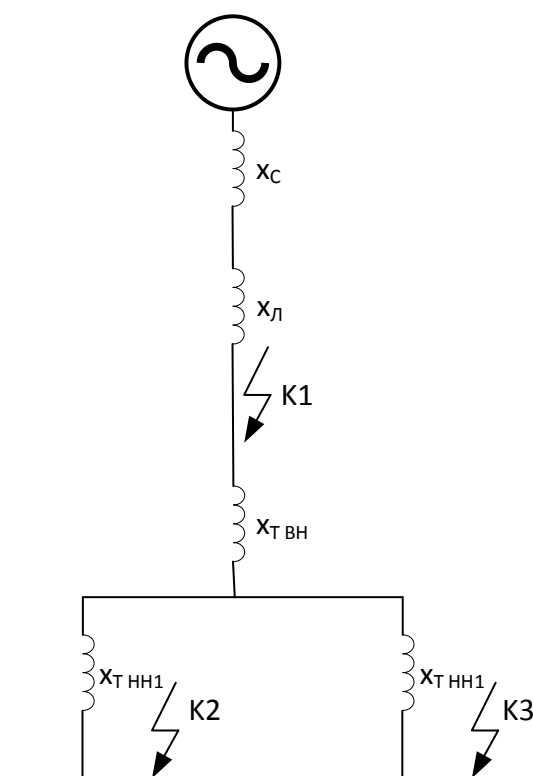


Рисунок 5 – Схема замещения прямой последовательности

Параметры схемы замещения представленной на рисунке 5.

Сопротивление системы:

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

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

Сопротивление воздушной линии (ВЛ):

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

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

Сопротивление до точки К1, определяется для схемы представленной на рисунке 6:

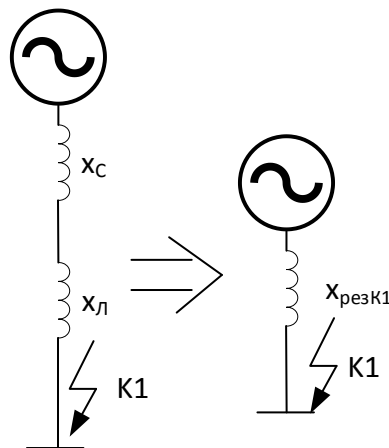


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения для расчетной точки К1

Согласно расчетной схеме представленной на рисунке 6 результирующее сопротивление:

$$x_{*резК1} = x_{*c} + x_{*л} \quad (3.3)$$

$$x_{*резК1} = 0,215 + 1,21 = 1,425$$

Базисный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} \quad (3.4)$$

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

Действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*рез K1}} \cdot I_{\sigma} \quad (3.5)$$

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

Ударный ТКЗ в точке К1:

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

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

3.1.2 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ

Составим схему замещения до расчетных точек К2 и К3 представленную на рисунке 7.

Найдем параметры схемы замещения для силового трансформатора.

Сопротивления трансформатора:

$$x_{*T BH} = \frac{U_{кBH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номT}} \quad (3.7)$$

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

$$x_{*T HH} = x_{*T HH1} = x_{*T HH2} = \frac{U_{кHH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номT}} \quad (3.8)$$

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

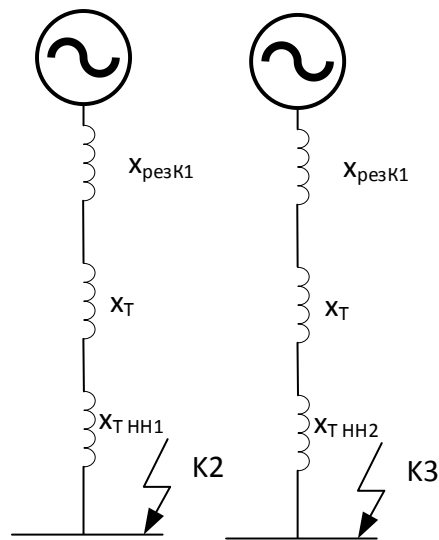


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания в точках К2 и К3

Для расчета тока короткого замыкания в точках К2 и К3 представим преобразование расчетной схемы, показанной на рисунке 7 на рисунке 8.

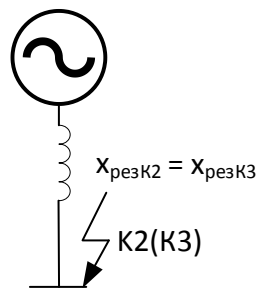


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения для расчета тока короткого замыкания в точках К2 и К3

Результирующее сопротивление для точки К2 и К3:

$$x_{*резK2} = x_{*резK3} = x_{*резK1} + x_{*ТВН} + x_{*Т HH} \quad (3.9)$$

$$x_{*рез K2} = x_{*рез K3} = 1,425 + 0,353 + 5,742 = 7,52$$

Базисный ток для стороны 10 кВ:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.н}} \quad (3.10)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим действующее значение периодической составляющей ТКЗ в расчетных точках К2 и К3:

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез K2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (3.11)$$

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{7,52} \cdot 55,05 = 7,32 \text{ кА}$$

Определим ударный ТКЗ в расчетной точке К2 и К3:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\partial} \quad (3.12)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,32 \cdot 1,93 = 19,92 \text{ кА}$$

3.2 Расчет несимметричных ТКЗ

Несимметричные КЗ это: однофазные; двухфазные; двухфазные на землю.

Расчетная схема для несимметричных ТКЗ показана на рисунке 9.

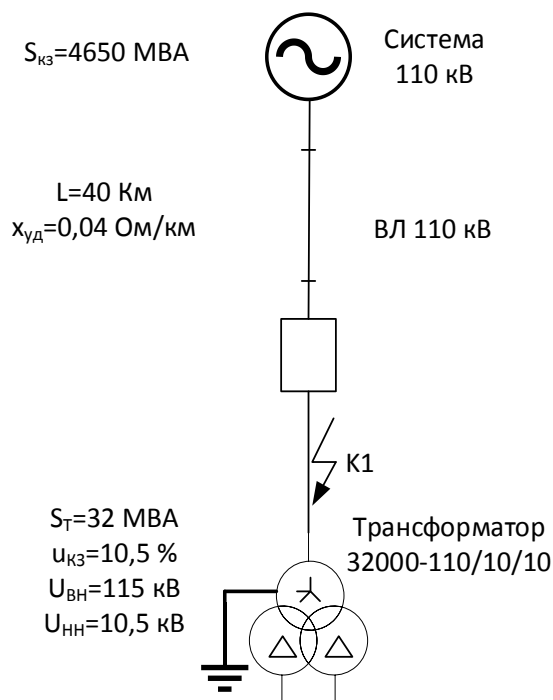


Рисунок 9 – Расчетная схема для несимметричных ТКЗ

Так как схема соединения обмоток НН трансформатора - треугольник, то токи нулевой последовательности не будут выходить за пределы обмотки НН, т.е. на стороне 10 кВ мы будем вести расчет только двухфазного тока короткого замыкания.

3.2.1 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ

Для определения несимметричных ТКЗ составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

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

Для расчетной точки K1 схема замещения нулевой последовательности и ее преобразование показана на рисунке 10.

Сопротивление системы определено в выражении (3.1).

Сопротивление ЛЭП в схеме нулевой последовательности:

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

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

Сопротивление трансформатора:

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

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

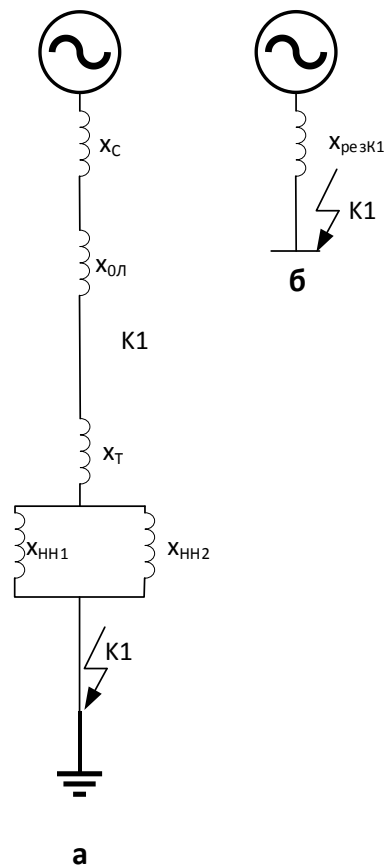


Рисунок 10 – Схема замещения нулевой последовательности

Результирующее сопротивление для точки K1:

$$x_{*0_{резK1}} = x_{*c} + x_{*0.l} + x_{*T0} \quad (3.15)$$

$$x_{*0_{резK1}} = 0,215 + 4,234 + 3,224 = 7,674.$$

Периодическая составляющая однофазного ТКЗ в точке К1:

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

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

Ударный ТКЗ:

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

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

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ на землю в точке К1:

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

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

Ударный ток двухфазного КЗ на землю:

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

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

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ:

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

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

Ударный ток двухфазного КЗ:

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

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

3.2.2 Расчет не симметричных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

Периодическая составляющая двухфазного ТКЗ:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E''_{*\sigma}}{2 \cdot x_{*резK1}} \quad (3.22)$$

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

Ударный ток двухфазного КЗ:

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

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

3.3 Выводы по разделу 3

1. Составлена расчетная схема и схемы замещения для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции;

2. Определены расчетные точки для определения уровней токов короткого замыкания после реконструкции на подстанции;

3. Получены значения токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции с заменой силовых трансформаторов.

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:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 4,42^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{no}^{(3)}$ - ТКЗ в точке К1.

Апериодическая составляющая ТКЗ.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 3,07 \text{ кА}$$

Таблица 5 – Выбор выключателя ВГТ-110/10-1000

Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 225 \text{ A}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{ат} = 3,07 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,07 = 9,32 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 45, \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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:

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{32000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2050 \text{ A.}$$

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 12,2^2 \cdot (0,01 + 0,12) = 19,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,2 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 10,32 \text{ кА}$$

Таблица 6 – Выбор выключателя ВВ/TEL-10-2500

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 2050 \text{ A}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ A}$
$I_{no}^{(3)} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 40 \text{ кА}$
$i_{ат} = 10,32 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} = 40 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 12,2 + 10,32 = 27,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.НОМ} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 64 \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{нрс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 33,3 \text{ кА}$	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

4.3 Выбор разъединителя 110 кВ

Разъединители на подстанции, согласно схемы представленной на

рисунке 3 устанавливаются только на ОРУ 110 кВ. Число необходимых разъединителей – 6. Четыре разъединителя с двумя заземляющими ножами и два с одним заземляющим ножом.

Таблица 7 – Выбор разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1

Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 225 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{по}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203,65 \text{ кА}$
$B_K = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем разъединитель РНДЗ-110/1000, который удовлетворяет условиям выбора. Разъединитель с одним заземляющим ножом РНДЗ -1-110/1000 и с двумя заземляющими ножами РНДЗ-2-110/1000. Все разъединители выбраны для наружной установки на территории ОРУ 110 кВ.

4.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ

Максимальный ток с учетом допустимой перегрузки.

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

Таблица 8 – Выбор трансформатора тока ТОГФ-110-200/5

Паспортные значения	Расчетные значения
$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 160,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{y\partial} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{y\partial} = 40 \text{ кА}$
$B_K = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 50 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем трансформатор тока ТОГФ-110-200/5, удовлетворяющий условиям выбора. Вторичный ток 5 А.

Нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Нагрузка трансформатора тока

Устанавливаемые приборы	Тип (марка прибора)	Приходящая мощность на каждую фазу [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

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

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

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

Длина проводов принимается равной 65 м.

Сечение провода для подключения приборов.

Расчетное значение:

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

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

Расчетное значение	Паспортное значение
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 1761,62 \text{ A}$	$I_{ном} = 2000 \text{ A}$
$i_{уд} = 33,3 \text{ кА}$	$i_{уд} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5, удовлетворяющий условиям выбора. Нагрузка трансформатора тока.

Таблица 11 – Нагрузка на вторичной обмотке 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 12 – Нагрузка трансформатора ЗНОЛ-10-250

Тип прибора	Марка прибора	Мощность [ВА]	N _к	cosφ	sinφ	N _п , число приборов	Мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
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

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.

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

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:

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

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. Выбрано высоковольтное оборудование с номинальным напряжением 110 кВ для установки на ОРУ 110 кВ согласно схемы подстанции;

2. Выбрано оборудование с номинальным напряжением 10 кВ, для установки в распределительном устройстве 10 кВ подстанции.

5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Расчет нагрузок потребителей собственных нужд

Собственные нужды подстанции предназначены для электроснабжения установок необходимых для нормального функционирования объекта – подстанции «Усть-Коксинская». Для определения мощности системы собственных нужд определим состав потребителей.

Состав потребителей собственных нужд представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Состав потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт		
	п, штук	Р _{уд} , кВт/ед.	Всего
1. Охлаждение трансформатора	2	3	6
2. Подогрев приводов выключателя	2	1,8	3,6
3. Подогрев шкафов ЗРУ-10	16	1	16
4. Подогрев приводов разъединителей	6	0,6	3,6
5. Подогрев шкафов РЗА	2	1	2
6. Отопление, освещение, вентиляция	1	80	80
7. Отопление, освещение, вентиляция здания разъездного персонала	1	5,5	5,5
8. Освещение ОРУ-110 кВ	1	2	2
9. Маслохозяйство*	2	200	400
10. Зарядно-подзарядный агрегат	2	23	46
Итого:			564,7 кВт
С учетом коэффициента загрузки $k_{зар} = 0,7$			
Всего:			395,29 кВт

Выбираем трансформатор ТМГ – 400/10/0,4 в количестве 2 штук, который устанавливается на территории открытого распределительного устройства 110 кВ.

5.2 Выводы по разделу 5

1. Рассчитаны нагрузки потребителей собственных нужд подстанции;
2. Выбрано к установке, согласно результатам расчета нагрузок, два трансформатора собственных нужд типа ТМГ – 400/10/0,4.

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: $\epsilon_{макс}=0,1$; $\epsilon_{мин}=0,1$; $\epsilon_{0,5}=0,1$; $\epsilon_{раб,макс}=0,1$; $\epsilon_{1,5}=0,1$ » [27].

Расчет уставок ДЗТ выполним для блока микропроцессорной релейной защиты БМРЗ [27].

Для стороны ВН номинальный ток:

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

Для стороны НН номинальный ток:

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

«где $S_{\text{ном тр}}$ - номинальная полная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{ном тр}}$ - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ» [27].

«Расчетное значение максимального тока в измерительном канале» [27].

для стороны ВН:

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

для стороны НН:

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

«где $k_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент переходного режима;» [27]

« $I_{K \text{ макс}}$ - максимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;» [27]

« $K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока» [27]

«Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН) для обеспечения требуемой погрешности » [27].

Для стороны ВН:

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

Для стороны НН

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

ПТН удовлетворяют условиям допустимых погрешностей.

«Определим относительный расчётный ток небаланса:» [27]

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

«Определим значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:» [27]

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

«где $k_{\text{пер2}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, 2,5;» [27]

« k_a - коэффициент одностипности измерительных трансформаторов тока, примем равным 1;» [27]

« $I_{\text{К макс НН прив}}$ - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ, приведенная к стороне ВН;» [27]

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

« $I_{\text{К макс НН прив}}$; $I_{\text{К макс НН прив}}$ - номинальный первичный ток стороны НН;» [27]

« $U_{\text{рег}}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %;» [27]

« γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%» [27].

Значение уставки:

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

«где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,2» [27]

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 $0,5I_{ном\ тр\ ВН}$ » [27].

«Уставка начального тока срабатывания ДЗТ» [27]:

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

«где $k_{отс2}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,5» [27],

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

«Определим ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{ТОРМ2} = 1,5$ » [27],

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

«где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем рваным 2; $\varepsilon_{1,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5I_{ном тр ВН}$; $U'_{рез}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора» [27].

«Коэффициент торможения на втором участке рассчитаем по формуле:» [27]:

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

Ток торможения на стороне ВН:

$$I_{К торм} = \left(1 - \frac{k_{пер2} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2} \right) \cdot \frac{I_{К МАКС НН прив}}{I_{ном тр ВН}} = 10,152,$$

«где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2,5» [27].

«Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:» [27]

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{К торм} - I_{торм2}} = 0,655$$

«Определим величину погрешности, которая обусловлена присутствием регулятора напряжения по выражению:» [27]

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

Определим величину расчетного тока 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 рекомендуется принимать не меньше 0,3, примем

$$I'_{ДЗТ\ нач} = 0,3.$$

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:

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

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

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

Величина коэффициента торможения на третьем участке:

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

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

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

«где $I_{К\ мин\ НН\ прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ в защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН; $I_{ДЗТ\ нач}$ - уставка начального тока срабатывания ДЗТ, принята 0,3» [27].

Коэффициент чувствительности выше 2, уставка удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем относительный расчётный ток небаланса:

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

«где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1» [27].

Уставка сигнализации небаланса:

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

6.2 Выводы по разделу 6

1. Выполнен расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора принятого к установке на подстанции после реконструкции.

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 $l_g = 5 \text{ м}$. 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:

$$L_{В} = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м}$$

Среднее расстояние между вертикальными заземлителями:

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

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 $\tau_B = 0,2$ 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:

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_6 \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45} = 0,5 \cdot \left(\frac{10 \cdot 59,16}{5 \cdot 820} \right)^{0,45} = 0,21$$

где $M=0,5$ для $\rho_1/\rho_2=1$

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

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

$R_{\text{C}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}} = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ Ом}$ – 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 системы заземления подстанции 110/10 кВ «Усть-Коксинская»;
2. Определено напряжение прикосновения, которое по результатам расчета не превысила установленного, нормируемого, значения 400 В;
3. Определено число горизонтальных заземлителей, которое необходимо для выполнения условия допустимости сопротивления контура заземления и обеспечит нормальное, равномерное, распределение по территории подстанции;
4. Определено число горизонтальных заземлителей с учетом установки вертикальных заземлителей.
5. Вертикальные заземлители принято выполнить стальным уголком размером 50x50x10;
6. Горизонтальные заземлители принято выполнить стальной полосой размером 50x5.

8 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчет заземления

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:

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

8.2 Выводы по разделу 8

1. К установке на подстанции принято 6 молниеотводов на подстанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен анализ текущего состояния понизительной подстанции «Усть-Коксинская». Анализ оборудования показал, что подстанция введена в эксплуатацию в 1981 году, с момента ввода в эксплуатацию реконструкции подстанции не производилось, поэтому силовые трансформаторы функционируют и находятся в эксплуатации более 30 лет. При этом срок эксплуатации для силовых трансформаторов ограничивается 30-ю годами. Дальнейшая эксплуатация не дает возможности подключения новых потребителей и ставит под угрозу надежность электроснабжения уже подключенных. Также ограничивается нагрузочная способность трансформатора по причине старения изоляции. Поэтому принято решение выполнить реконструкцию подстанции с повышением установленной мощности силовых трансформаторов. Выбор силовых трансформаторов производился по анализу технико-экономических показателей двух вариантов установки силовых трансформаторов. Для сравнения согласно расчетных данных по годовому графику нагрузки были выбраны два силовых трансформатора ТРДН 32000 и ТРДН 40000. Результаты расчета технико-экономических показателей двух вариантов показал, что наиболее оптимальным является установка двух силовых трансформаторов мощностью 32 МВА.

На втором этапе реконструкции подстанции «Усть-Коксинская» выполнения определены токи короткого замыкания, выполнен расчет симметричных и несимметричных 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. Затем был произведен расчет собственных нужд подстанции и выбран трансформатор марки ТМГ -400/10/0,4, который предлагается на территории ОРУ 110 кВ. 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.

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. Абрамова Е.Я. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию/ Абрамова Е.Я., Алешина С.К. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2005.— 26 с.
2. Богданов А.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах: учебное пособие/ Богданов А.В., Бондарев А.В. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016.— 82 с.
3. Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL. // Официальный сайт производителя ОАО "Таврида Электрик" URL: http://tavrida-ua.com/documents/download_document/3_vyklyuchateli_vakuumnye_serii_vvtel.html (дата обращения: 19.03.2020).
4. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций : учебное пособие/ А.И. Хальясмаа [и др.].— Екатеринбург: Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2015.— 64 с.
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003 /— Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2013.— 64 с.
6. Каталог продукции 2020. ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" // Официальный сайт производителя ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" URL: http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2020/Catalog_2020.pdf (дата обращения: 19.03.2020).
7. Ключкова Н.Н. Электрооборудование подстанций : учебное пособие/ Ключкова Н.Н., Обухова А.В. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018.— 89 с.

8. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учебное пособие для СПО/ Кокин С.Е., Дмитриев С.А.— Саратов, Екатеринбург: Профобразование, Уральский федеральный университет, 2020.— 190 с.
9. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие/ Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. — Екатеринбург: Уральский федеральный университет, ЭБС АСВ, 2015.— 100 с.
10. Котенев В.И. Короткие замыкания в системах внешнего электроснабжения: учебное пособие/ Котенев В.И., Котенев А.В. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018.— 72 с.
11. Кудряков А.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник/ Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г.— Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018.— 263 с.
12. Куксин А.В. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебное пособие/ Куксин А.В. — Москва: Ай Пи Ар Медиа, 2020.— 215 с.
13. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции: учебное пособие/ Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016.— 111 с.
14. Михеев Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования / Михеев Г.М. — Саратов: Профобразование, 2017.— 297 с.
15. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. — Москва: ЭНАС, 2013.— 144 с.
16. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие/ Немировский А.Е. — Москва: Инфра-Инженерия, 2018.— 148 с.

17. Номенклатурный каталог. Тольяттинский Трансформатор // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор" URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 19.03.2020).
18. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебно-методическое пособие/ Пилипенко В.Т. — Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014.
19. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ / Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, 2012.— 108 с.
20. Релейная защита и автоматика в электрических сетях /— Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012.— 632 с.
21. Стандарт организации. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС Типовые проектные решения. Дата введения 01.06.2011. ОАО «ФСК ЕЭС» URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения 19.03.2020)
22. Стандарт организации. СТО 56947007- 29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Дата введения: 29.03.2010. ОАО «ФСК ЕЭС». URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения 19.03.2020)
23. 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» URL: <http://www.fsk->

- ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf (дата обращения 19.03.2020)
24. 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» URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 19.03.2020)
25. Технический Каталог. Газонаполненное оборудование. ЗАО "Завод Электротехнического оборудования" // Официальный сайт производителя ЗАО "Завод электротехнического оборудования" URL: http://www.zeto.ru/download/5571/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_2016.pdf (дата обращения: 19.03.2020).
26. Титков В.В. Перенапряжения и молниезащита : учебное пособие/ Титков В.В., Халилов Ф.Х.— Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2011.— 222 с.
27. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 - 220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания. // Официальный сайт Научно-Технического Центра "Мехатроника". URL: http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/transformatory_avtotransformatory-dif.tokovaya_zashita.pdf (дата обращения: 19.03.2020).
28. Трансформаторы измерительные тока и напряжения. Датчики тока. // Официальный сайт производителя АО «Группа компаний «Электроцит» — ТМ Самара» URL: <file:///E:/%D0%97%D0%B0%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%B7%D0%>

- BA%D0%B8/Katalog_transformatory_izmeritelnye.pdf (дата обращения: 19.03.2020).
- 29.Щеглов А.И. Построение схем релейной защиты: учебное пособие / Щеглов А.И.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2012.— 90 с.
- 30.Bhalja B. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). / Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
- 31.Croft T. American Electricians' Handbook. / Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
- 32.Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. / Gönen T. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
- 33.McPartland J.F. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. / McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
- 34.Ram B. Power System Protection and Switchgear. / Ram B. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.