

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции  
110/6 кВ «Голубика»

Студент	<u>В.В. Громов</u> (И.О. Фамилия)	_____
Руководитель	<u>В.И. Платов</u> (И.О. Фамилия)	_____
Консультанты	<u>О.А. Парфенова</u> (И.О. Фамилия)	_____

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) \_\_\_\_\_  
(личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ «Голубика». Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «Голубика».

Первая часть выпускной работы состоит из расчетов электрической нагрузки подстанции «Голубика». Полученные результаты расчетов используются для определения мощности силовых трансформаторов подстанции. Для выбора силовых трансформаторов оптимальной мощности проводится технико-экономическое сравнение двух вариантов. Первый вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН 32000/110/6 кВ, а второй вариант - два силовых трансформатора ТРДН 40000/110/6 кВ. В результате получено, что установка двух силовых трансформаторов марки ТРДН 32000/110/6 кВ будет наиболее оптимальной.

Вторая часть работы бакалавра была посвящена расчету токов короткого замыкания. Результаты расчетов были использованы в третьей части выпускной квалификационной работы, связанной с выбором высоковольтного оборудования распределенных устройств подстанции, расчетом параметров релейной защиты подстанции и расчетом системы заземления подстанции.

Для защиты силового трансформатора от аварийных режимов работы в работе был выполнен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора. Для защиты силового трансформатора был выбран микропроцессорный блок защиты типа БМРЗ.

Выполнен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Пояснительная записка содержит 69 страниц, 14 таблиц и 7 рисунков. Графическая часть работы бакалавра представлена на 6 рисунках формата А1.

## ABSTRACT

The title of graduation work is reconstruction of the electrical annex of the 110/6 kV substation "Golubika". The goal of the graduation work is to design a project for reconstruction the electrical annex of "Golubika" substation. The "Golubika" substation having two voltage levels with a transformer between them. The main aim of graduation work is to design a reconstruction project for "Golubika" substation.

The first part of graduation work consists of the electrical load calculations of the "Golubika" substation. The obtained calculation results are used to determine the power of the power transformers of the substation. To optimize the choice of power and the type of power transformers, a technical and economic comparison of the two options is carried out. The first variant with the installation of two power transformers TRDN 32000/110/6 kV, and the second variant is two power transformers TRDN 40000/110/6 kV. As a result, it was found that the installation of a TRDN 40000/110/6 kV power transformer would be more optimal.

The second part of the bachelor's work, was focused on the short circuit currents calculation. The short currents calculation were made by taking into account the changes in the substation scheme. The changes that affect on the level of short-circuit currents have been affected only by power transformers. As a result, the values of short-circuit currents on the 110 kV side and on the 6 kV side were obtained.

The results of the second part are using in the third part of graduation work for selecting the high voltage equipment of distributed devices, calculating the relay protection settings of the substation and calculating the substation grounding system.

Explanatory note for graduation work contains 69 pages, 14 tables and 7 figures. Graphical part of the graduation work is presented on 6 drawings of A1 format.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции .....	8
2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	12
3 Расчет токов короткого замыкания .....	24
4 Выбор электрических аппаратов на подстанции 110/6 кВ .....	36
5 Собственные нужды подстанции .....	49
6 Релейная защита и автоматика подстанции .....	50
7 Расчет заземления подстанции .....	60
8 Расчет молниезащиты подстанции .....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является основополагающей отраслью народного хозяйства. Особенностью электроэнергетического производства является общность процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Функционирование всех отраслей народного хозяйства страны зависит от состояния электроэнергетической отрасли. Кроме того, от состояния и развития электроэнергетики зависит и безопасность страны.

К основным объектам электроэнергетики относятся электрические станции на которых производят электрическую энергию, электрические подстанции на которых происходит преобразование и распределение электрической энергии, а также линии электропередачи (воздушные и кабельные) по которым происходит передача электрической энергии [7, 11, 23].

Становление и развитие электроэнергетической системы России берет начало с 20-х годов 20 века. В этот период были заложены основы современной Единой Национальной Электрической Сети (ЕНЭС).

В процессе создания и развития ЕНЭС выполнялось не только строительство новых объектов, но и модернизация существующих. Так как электроэнергетика связана со всеми отраслями народного хозяйства страны, то темпы ее развития должны опережать темпы развития остальных отраслей. Отставание в развитии может привести к нарушению нормального функционирования ЕНЭС [11, 16].

В структуру ЕНЭС входят электрические подстанции. Электрические подстанции – являются промежуточным звеном между электрическими станциями (объектами генерации) и потребителями. Электрические подстанции характеризуются по уровню напряжения, местоположению в ЕНЭС и типам потребителей, подключенных к ним [11, 16].

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [6] потребители классифицируются по уровню надежности электроснабжения. Выделены три основных категории потребителей. К потребителям первой категории относятся потребители, для которых должно быть обеспечено бесперебойное электроснабжение, т.е. они должны получать питание от двух независимых источников. Перерыв в электроснабжении таких потребителей может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Среди потребителей первой категории надежности электроснабжения выделяются особо ответственные потребители «особой категории» - для которых перерыв в электроснабжении недопустим. Ко второй категории надежности электроснабжения относятся потребители, перерыв электроснабжения которых может повлечь массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. К третьей категории надежности электроснабжения относятся потребители на попадающие под категории 1 и 2. Для потребителей третьей категории допускается обеспечивать питание от одного источника электрической энергии, при условии соблюдения периода перерыва электроснабжения, не превышающего 24 часов [6].

По местоположению роли в ЕНЭС подстанции подразделяются на тупиковые, ответвительные, узловые и проходные [4, 5, 7,11, 17].

Исходя из того какие потребители подключены к подстанции и какую роль, она играет в ЕЭНС выбирается количество силовых трансформаторов и тип электрической схемы подстанции [4, 5, 7,11, 17].

При выборе электрической схемы необходимо учитывать перспективу развития питаемого района, возможность подключения новых потребителей и т.д [7, 11].

Оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии. Подробный анализ состояния оборудования подстанции будет проведен в первом разделе выпускной квалификационной работы (ВКР).

Целью ВКР является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции «Голубика».

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить расчет электрической мощности подстанции
2. Выбрать электрическое оборудование
3. Рассчитать молниезащиту и заземление объекта.

При выполнении ВКР необходимо использовать современные и актуальные методики проектирования и нормативные акты. При выборе электрооборудование предпочтение необходимо отдавать оборудованию произведенному на территории РФ.

## 1 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции

Объектом реконструкции является электрическая часть понизительной подстанции «Голубика», напряжением 110/6 кВ. Подстанция находится на эксплуатации в филиале ПАО «Россети», ОА «Тюменьэнерго»,

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1987 году. План расположения подстанции «Голубика» 110/6 кВ представлен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Расположение подстанции «Голубика»

Согласно данным эксплуатирующей организации загрузка подстанции «Голубика» составляет  $S_{max}^{ПС} = 41,54 \text{ МВА}$ .

Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции «Голубика» представлен на рисунке 1.2. 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 «Голубика», 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 «Голубика» 110/6 кВ:

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

Коэффициент заполнения графика нагрузки понизительной подстанции «Голубика»:

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

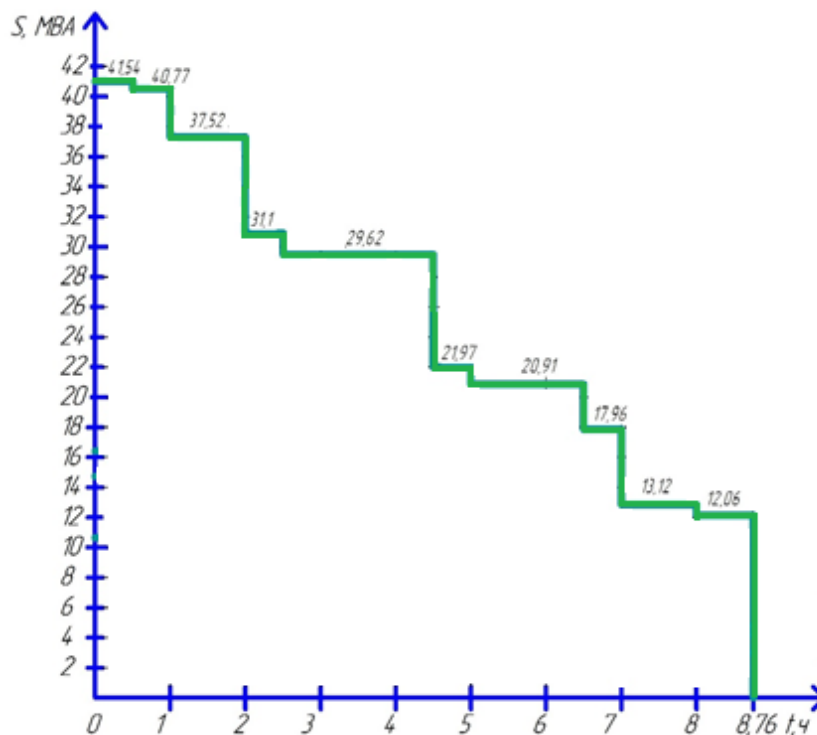


Рисунок 1.2 – Упорядоченный годовой график нагрузки подстанции «Голубика» 110/6 кВ

Подстанция «Голубика» имеет два класса напряжений 110 и 6 кВ. Распределительное устройство 110 кВ, выполнено в виде открытого распределительного устройства по схеме 110-4Н. Данная схема применяется для тупиковых подстанций согласно требованиям нормативной документации. На стороне 6 кВ, распределительное устройство выполнено по схеме одна секционированная система шин.

На подстанции установлены в цепях силового трансформатора на стороне 110 кВ масляные выключатели. Данный тип выключателей не удовлетворяет современным требованиям по пожаробезопасности, а также, по причине окончания производства этого типа выключателей, их эксплуатация затруднительна. Так как на подстанции будет произведена замена силовых трансформаторов, то проектом так же предусматривается и замена высоковольтных силовых выключателей в цепях силового трансформатора. При замене высоковольтных выключателей предлагается рассмотреть вариант установки элегазовых колонковых выключателей. Так же потребуется проведение замены разъединителей как в цепях силового трансформатора, так и в цепях линий.

На стороне 6 кВ, в закрытом распределительном устройстве, установлены шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ). Так как шкафы КРУ были установлены достаточно давно, в них тоже расположены масляные выключатели. При выполнении проекта реконструкции необходимо рассмотреть возможность установки высоковольтных вакуумных выключателей.

Так же потребуется выполнить замены системы релейной защиты и автоматики подстанции, на современные, микропроцессорные блоки, что позволит улучшить защиту оборудования подстанции от повреждений при возможных аварийных режимах работы.

В настоящее время на подстанции установлены силовые трансформаторы мощностью 25 МВА. Проведенный анализ загрузки подстанции «Голубика» 110/6 показал, что максимальная мощность

подстанции составляет 41,54 МВА. Коэффициент загрузки силовых трансформаторов составляет, при условии равномерного распределения потребителей со стороны 6 кВ:

$$k_3 = \frac{S_{ПС}^{макс}}{2 \cdot S_{Т ном}} = \frac{41,54}{50} = 0,803.$$

Полученное значение коэффициента загрузки силовых трансформаторов превышает нормируемый коэффициент. Это означает, что силовой трансформатор работает с систематическими перегрузками, поэтому необходимо провести замену силовых трансформаторов на более мощные.

## 2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

### 2.1 Выбор типа силовых трансформаторов

Для определения типа и мощности силового трансформатора, который необходимо установить на объекте, выполним расчет технико-экономической эффективности. Для этого необходимо сравнить затраты на установку каждого силового трансформатора каждого типа и сравнить стоимость потерь электрической энергии в них в соответствии с годовым графиком нагрузки объекта. Для установки на подстанции необходимо выбирать трехфазные силовые трансформаторы с напряжением обмоток 110/6 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 «Голубика».

Значение полной мощности силового трансформатора определятся из следующего условия:

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

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-32000/110/6 и ТРДН-40000/110/6.

Таблица 2.1 – Паспортные данные сравниваемых трансформаторов

Тип силового трансформатора	$S_{ном.Т},$ кВА	Данные паспорта трансформатора					
		$U_K,$ %	Номинальные напряжения обмоток трансформатора		$\Delta P_{K3},$ кВт	$\Delta P_{XX},$ кВт	$I_{XX},$ %
			ВН	НН1,НН2			
ТРДН-32000/110/6/6	32000	10,5	115	6,6	170	34	0,55
ТРДН-40000/110/6/6	40000	10,5	115	6,6	175	37	0,55

### 2.3 Технико-экономическое сравнение трансформаторов

Для двухобмоточного трансформатора, с расщепленной обмоткой марки ТРДН 3200/110/6/6 методика расчета потерь мощности включает в себя следующие этапы.

Определение коэффициента загрузки обмоток высшего и обмоток низшего напряжений (НН1 и НН2) силового трансформатора исходя из максимальной полной мощности подстанции  $S_{ПС}^{макс}$  и номинальной мощности силового трансформатора  $S_{номТ}$ , размерность мощностей принята кВА:

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

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

Далее необходимо определить потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода для силового трансформатора, квар:

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

Следующим этапом определяется величина потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания для обмотки ВН, НН1 и НН2, квар:

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

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

Для определения потерь реактивной мощности, исходя из паспортных значений трансформатора  $u_{кВН-НН}$  необходимо определить напряжения короткого замыкания каждой обмотки силового трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Эти напряжения могут быть определены с достаточной степенью приближения по следующим выражениям.

Для обмотки высшего напряжения:

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

Для обмоток низшего напряжения

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

Величина приведенных потерь активной мощности или нагрузочные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения для каждой обмотки силового трансформатора (ВН, НН1 и НН2).

Для обмотки высокого напряжения:

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

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

Для определения приведенных потерь активной мощности КЗ необходимо определить потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток. Для обмотки ВН  $P_{кВН} = 0$ , а для обмоток низшего напряжения НН1 и НН2  $P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}$ .

Значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода определяются из выражения:

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

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях:

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

Рассмотрим вариант возможности отключения одного из трансформаторов на подстанции, для этого определим экономическую нагрузку подстанции:

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

Исходя из полученного значения экономической нагрузки подстанции, при снижении мощности ниже 46,657 МВА, на подстанции можно оставлять один трансформатор в работе, для сокращения потерь.

Расчет потерь электрической энергии выполняется по формуле:

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

Потери электрической энергии на в силовом трансформаторе складываются из двух составляющих:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

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

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания необходимо определять для каждой из обмоток.

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 графика нагрузки подстанции,  $i$ -номер ступени годового графика нагрузок.

Результаты расчётов потерь электроэнергии в трансформаторе приведены в таблице 2.2.



Таблица 2.2 - Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 32000/110/6

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки НН1	Полная мощность для обмотки НН2	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки НН1	Коэффициент загрузки для обмотки НН2	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН1	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН2
1	41540	20770	20770	2	500	42800	1	1	1	8847	66773	66773
2	40470	20235	20235	2	500	42800	1	1	1	8397	63378	63378
3	37520	18760	18760	2	1000	85600	1	1	1	14435	108949	108949
4	31100	15550	15550	2	500	42800	1	0	0	4959	37427	37427
5	29620	14810	14810	2	2000	171200	1	0	0	17992	135800	135800
6	21970	10985	10985	2	500	42800	1	0	0	2475	18678	18678
7	20910	10455	10455	2	1500	128400	1	0	0	6725	50757	50757
8	17960	8980	8980	2	500	42800	1	0	0	1654	12482	12482
9	13120	6560	6560	2	1000	85600	0	0	0	1765	13322	13322
10	12060	6030	6030	2	760	65056	0	0	0	1133	8555	8555
					8760	214000				36638	516121	516121
					<b>Итого</b>	<b>1282881</b>						

Стоимость электроэнергии:

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

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:

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

Найдём стоимость годовых отчислений:

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

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

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

Найдём приведенные затраты для варианта с двумя трансформаторами ТДН 32000:

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

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

Для двухобмоточного трансформатора, с расщепленной обмоткой марки ТРДН 40000/110/6/6 методика расчета потерь мощности включает в себя следующие этапы.

Определение коэффициента загрузки обмоток высшего и обмоток низшего напряжений (НН1 и НН2) силового трансформатора исходя из максимальной полной мощности подстанции  $S_{ПС}^{макс}$  и номинальной мощности силового трансформатора  $S_{номТ}$ , размерность мощностей принята МВА:

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

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

Далее необходимо определить потери реактивной мощности силового трансформатора в режиме холостого хода для силового трансформатора, квар:

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

Следующим этапом определяется величина потерь реактивной мощности силового трансформатора в режиме короткого замыкания для обмотки ВН, НН1 и НН2, квар:

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

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

Для определения потерь реактивной мощности, исходя из паспортных значений трансформатора  $u_{кВН-НН}$  необходимо определить напряжения короткого замыкания каждой обмотки силового трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Эти напряжения могут быть

определены с достаточной степенью приближения по следующим выражениям.

Для обмотки высшего напряжения:

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

Для обмоток низшего напряжения

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

Величина приведенных потерь активной мощности или нагрузочные потери в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания определяются из выражения для каждой обмотки силового трансформатора (ВН, НН1 и НН2).

Для обмотки высокого напряжения:

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

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

Для определения приведенных потерь активной мощности КЗ необходимо определить потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток. Для обмотки ВН  $P_{кВН} = 0$ , а для обмоток низшего напряжения НН1 и НН2  $P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 170 = 350 \text{ кВт}$ .

Значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода определяются из выражения:

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

В итоге, значение величины приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе складывается из значений, полученных в выражениях:

$$P'_T = P'_x + k_{3BH}^2 \cdot P'_{кBH} + k_{3HH1}^2 \cdot P'_{кHH1} + k_{3HH2}^2 \cdot P'_{кHH2} =$$

$$= 48 + 1,0385^2 \cdot 26,25 + 0,51925^2 \cdot 717,5 + 0,51925^2 \cdot 717,5 = 463,215 \text{ кВт},$$

Рассмотрим вариант возможности отключения одного из трансформаторов на подстанции, для этого определим экономическую нагрузку подстанции:

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

Исходя из полученного значения экономической нагрузки подстанции, при снижении мощности ниже 76,5 МВА, на подстанции можно оставлять один трансформатор в работе, для сокращения потерь.

Расчет потерь электрической энергии выполняется аналогично по выражениям (2.1-2.5), результаты расчётов потерь электроэнергии в трансформаторе приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Потери электрической энергии в трансформаторе ТДН – 40000/110/6

Номер ступени годового графика нагрузок	Полная мощность соответствующей ступени годового графика нагрузок	Полная мощность для обмотки НН1	Полная мощность для обмотки НН2	Количество силовых трансформаторов	Длительность ступени годового графика нагрузок	Потери энергии в режиме XX	Коэффициент загрузки для обмотки ВН	Коэффициент загрузки для обмотки НН1	Коэффициент загрузки для обмотки НН2	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки ВН	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН1	Потери энергии в режиме КЗ для обмотки НН2
1	41540	20770	20770	2	500	48000	1	1	1	7078	48363	48363
2	40470	20235	20235	2	500	48000	1	1	1	6718	45904	45904
3	37520	18760	18760	2	1000	96000	1	0	0	11548	78911	78911
4	31100	15550	15550	2	500	48000	1	0	0	3967	27108	27108
5	29620	14810	14810	2	2000	192000	1	0	0	14394	98359	98359
6	21970	10985	10985	2	500	48000	1	0	0	1980	13528	13528
7	20910	10455	10455	2	1500	144000	1	0	0	5380	36763	36763
8	17960	8980	8980	2	500	48000	0	0	0	1323	9041	9041
9	13120	6560	6560	2	1000	96000	0	0	0	1412	9649	9649
10	12060	6030	6030	2	760	72960	0	0	0	907	6196	6196
					8760	240000				29310	373822	373822
					<b>Итого</b>	<b>1016954</b>						

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:

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

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

Исходя из сравнения значений приведенных затрат, примем вариант с наименьшими приведенными затратами – вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН-32000/110/6/6.

### **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**

Для выполнения расчета симметричных (трехфазных) токов короткого замыкания воспользуемся методикой, изложенной в [20].

На первом этапе необходимо составить расчетную схему. Расчетная схема ТКЗ представлена на рисунке 3.1.

На схеме показаны расчетные точки ТКЗ. Точка К1 – на стороне 110 кВ, а точки К2 и К3 на стороне 6 кВ. На схеме также показаны данные необходимые для расчета ТКЗ.



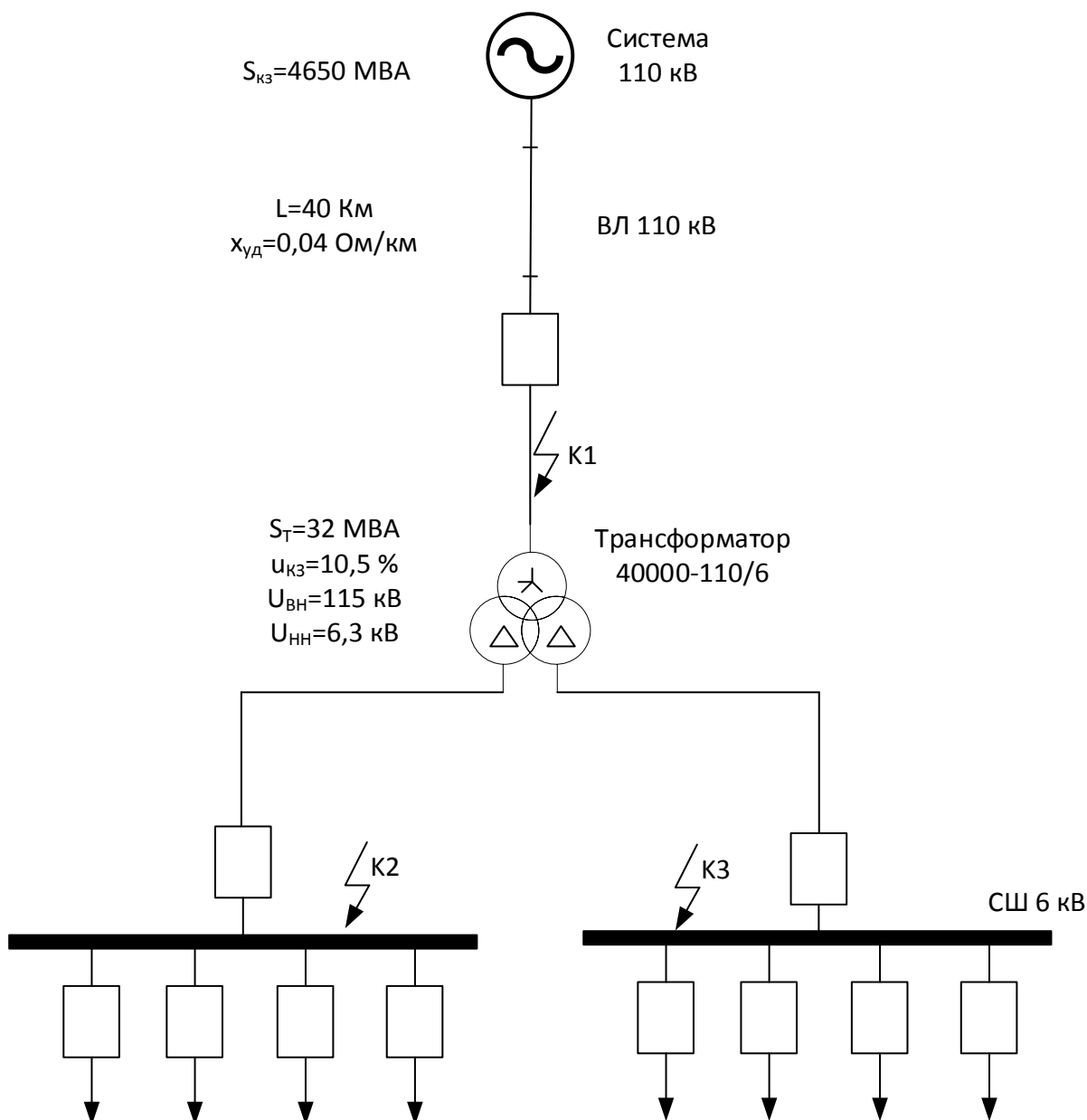


Рисунок 3.1 – Расчетная схема ТКЗ

### 3.1.1 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ

Используя расчетную схему, представленную на рисунке 3.1 составим схему замещения и выполним преобразование схемы до расчетной точки К1. На рисунке 3.2а показана схема замещения и преобразования схемы замещения до точки К1, рисунок 3.2б и рисунок 3.2в. При преобразовании

схемы замещения примем во внимание, что силовые трансформаторы подстанции находятся не в параллельной работе.

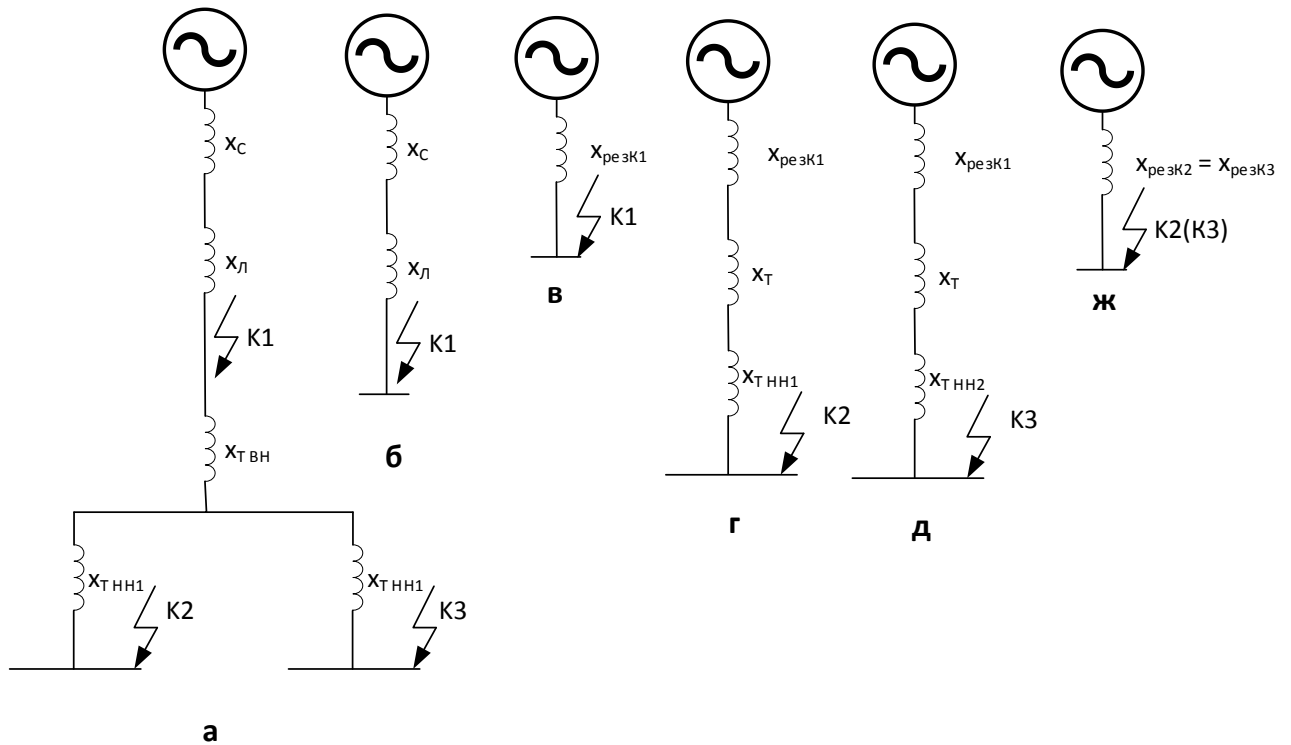


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета ТКЗ и преобразование схемы замещения

Определим сопротивления элементов схемы замещения представленной на рисунке 3.2а. Расчет ведем в относительных единицах.

Сопротивление системы, Ом:

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

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

Сопротивление воздушной линии, Ом:

$$x_{*л} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.n}^2} \quad (3.2)$$

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

Результирующее сопротивление до точки К1:

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

$$x_{*резК1} = 0,215 + 1,21 = 1,425$$

Найдем базисный ток на стороне 110 кВ соответствующей расчетной точке К1:

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

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

Далее определим действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*резК1}} \cdot I_{\sigma} \quad (3.5)$$

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

Определим ударный ТКЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y0} \quad (3.6)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 3,523 \cdot 1,8 = 8,969 \text{ кА}$$

### 3.1.2 Расчет симметричного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ

Для расчета симметричного (трехфазного) ТКЗ на стороне 6 кВ необходимо воспользоваться составленной схемой замещения – рисунок 3.2а. Для расчета ТКЗ на стороне 10 кВ в схему замещения добавляется сопротивление силового трансформатора, так как трансформаторы работают не параллельно, сопротивление второго силового трансформатора, установленного на подстанции, не учитывается.

Рассчитаем индуктивное сопротивление силового трансформатора:

Со стороны ВН:

$$x_{*T\text{ВН}} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{номТ}}} \quad (3.7)$$

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

Со стороны НН:

$$x_{*T\text{НН}} = x_{*T\text{НН1}} = x_{*T\text{НН2}} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{номТ}}} \quad (3.8)$$

$$x_{*T\text{НН}} = x_{*T\text{НН1}} = x_{*T\text{НН2}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,742$$

Преобразования схемы замещения для расчета ТКЗ в точке К2 показаны на рисунке 3.2г и рисунке 3.2д. Согласно преобразованиям, используя полученное в выражении (1.3) результирующее сопротивление для точки К1 ( $x_{*\text{резК1}}$ ) и сопротивление силового трансформатора – выражение (1.7), найдем результирующее сопротивление до расчетной точки ТКЗ К2:

$$x_{*рез K2} = x_{*рез K1} + x_{*ТВН} + x_{*ТНН} \quad (3.9)$$

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

Так же, как и для стороны 110 кВ, найдем значение базисного тока на расчетной стороне 10 кВ:

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

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА}$$

Определим действующее значение периодической составляющей ТКЗ в расчетной точке К2:

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

$$I_{n0K2}^{(3)} = \frac{1}{7,52} \cdot 91,643 = 12,186 \text{ кА}$$

Определим ударный ТКЗ в расчетной точке К1:

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

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 12,186 \cdot 1,93 = 33,262 \text{ кА}$$

### 3.2 Расчет не симметричных ТКЗ

К не симметричным коротким замыканиям относятся:

- однофазные короткие замыкания;
- двухфазные короткие замыкания;
- Двухфазные короткие замыкания на землю.

Расчетная схема для не симметричных коротких замыканий представлена на рисунке 3.3.

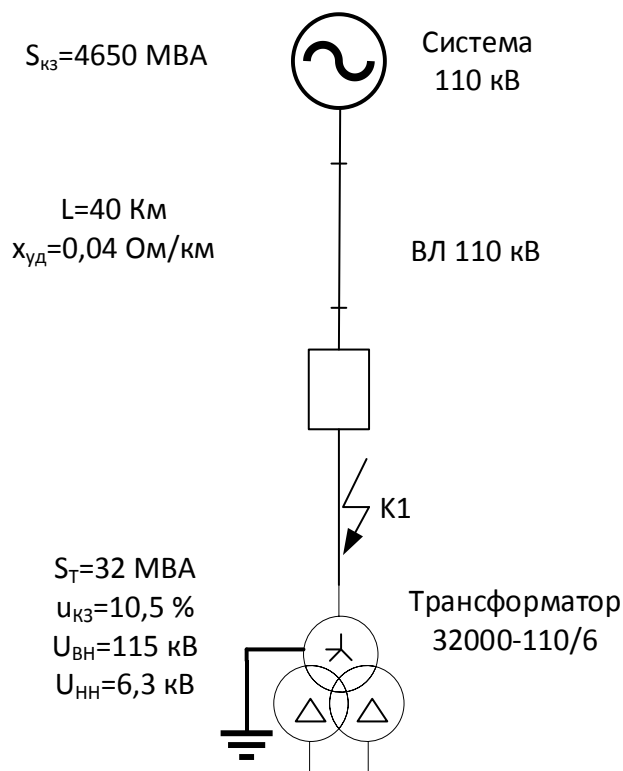


Рисунок 3.3 – Расчетная схема для не симметричных ТКЗ на стороне 110 кВ (расчетная точка K1)

Так как схема соединения обмоток НН трансформатора - треугольник, то токи нулевой последовательности не будут выходить за пределы обмотки НН, т.е. на стороне 6 кВ мы будем вести расчет только двухфазного тока короткого замыкания.

### 3.2.1 Расчет не симметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ

Для определения расчетных значений не симметричных ТКЗ необходимо составить схему замещения. В отличие от случая, когда расчетным путем определяются значения симметричных ТКЗ (п.3.1), необходимо составить схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, так как расчет не симметричных ТКЗ ведется с использованием метода симметричных составляющих.

Схема замещения прямой и обратной последовательностей аналогичны и соответствуют схеме замещения, представленной на рисунке 3.2а.

Схема замещения нулевой последовательности составляется с учетом заземленных элементов расчетной схемы. Для расчетной схемы, представленной на рисунке 3.1, такими элементами являются воздушная линия и силовой трансформатор.

Силовой трансформатор Т1, изображенный расчетной схеме (рисунок 3.1) имеет схемы соединения обмоток «звезда с нулем»/«треугольник». Так как схема соединения обмотки НН силового трансформатора – «треугольник», то мы не будем составлять схему замещения нулевой последовательности для расчетной точки К2, так как сопротивление на стороне НН будет стремиться к бесконечности.

Для расчетной точки К1 схема замещения нулевой последовательности и преобразование схемы замещения представлена на рисунке 3.4.

Так как токи нулевой последовательности попадают в обмотку ВН соединенную в «звезда с нулем» и замыкаются в обмотке НН соединенной в «треугольник», то в схему введено сопротивление силового трансформатора.

Сопротивление трансформатора для схемы замещения было определено по выражению (3.7). Сопротивление системы определено в выражении (3.1). Эти сопротивления для схемы нулевой последовательности будут равны сопротивлениям для прямой и обратной последовательности.

Необходимо определить сопротивление линии в схеме нулевой последовательности. Его можно определить из выражения:

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

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

Сопротивление трансформатора для схемы нулевой последовательности:

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

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

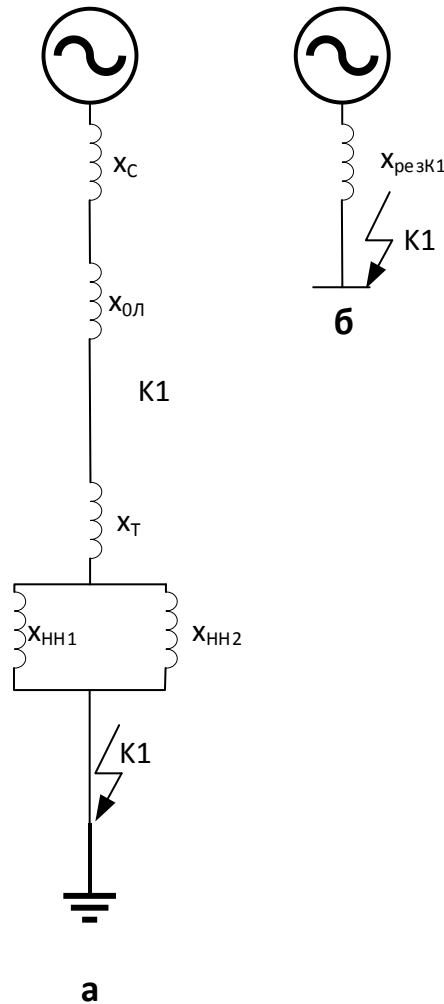


Рисунок 3.4 – Схема замещения нулевой последовательности для точки K1

Согласно расчетной схеме (рисунок 3.3) определим сопротивление результирующее сопротивление нулевой последовательности до точки K1:

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

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



Выполним расчет однофазного короткого замыкания в расчетной точке К1 начальный момент времени  $t=0$ :

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

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

Тогда значение ударного однофазного ТКЗ будет определяться из выражения:

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

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

Найдем значение двухфазного ТКЗ на землю в расчетной точке К1 в начальный момент времени  $t=0$ :

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

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

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ на землю будет определяться из выражения:

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

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

Определим двухфазный ток короткого замыкания в расчетной точке К1 начальный момент времени  $t=0$ :

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{6}} \cdot E_{*6}''}{2 \cdot x_{*резК1}} \quad (3.20)$$

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

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ будет определяться из выражения:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0К1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} \quad (3.21)$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0К1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,051 \cdot 1,8 = 7,767$$

### 3.2.2 Расчет не симметричных токов короткого замыкания на стороне 6 кВ

Для стороны 10 кВ, исходя из схемы соединения обмотки НН в «треугольник» циркуляция токов нулевой последовательности через трансформатор не возможна, поэтому для стороны 10 кВ схема нулевой последовательности не составляется и расчет несимметричных ТКЗ ограничивается расчетом двухфазного ТКЗ. При этом расчетная схема и схема замещения для точки К2 и К3 будет аналогична расчетной схеме, представленной на рисунке 3.1, а схеме замещения, представленной на рисунках 3.2г и 3.2д. Сопротивление прямой и обратной последовательностей между собой принимаем равными, как и для стороны 110 кВ.

Определим двухфазный ток короткого замыкания в расчетной точке К2 и К3 в начальный момент времени  $t=0$ :

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{6}} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*резK1}} \quad (3.22)$$

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

Тогда значение ударного двухфазного ТКЗ будет определяться из выражения:

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

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

Для анализа результатов расчета ТКЗ составим таблицу 3.1.

Таблица 3.1. – Результаты расчета ТКЗ на объекте

Расчетная точка	Вид короткого замыкания			
	$I_{n0}^{(3)} / i_{y\partial}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y\partial}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y\partial}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y\partial}^{(2)}$
К1	4,42/11,25	1,431/3,642	0,898/2,286	3,051/7,767
К2	12,2/33,3	-	-	10,554/28,8
К3	12,2/33,3	-	-	10,554/28,8

Для выбора оборудования воспользуемся результатами расчета трехфазных ТКЗ.

## 4 Выбор электрических аппаратов на подстанции 110/6 кВ

### 4.1 Выбор силового выключателя на стороне ВН (110 кВ)

Для выбора электрического оборудования как силовой выключатель на стороне высокого напряжения, нам необходимо знать продолжительный рабочий ток с максимально возможной перегрузкой (по ПУЭ, максимальная перегрузка составляет 40%, от номинальной мощности).

Рассчитываем ток

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

Далее необходимо проверить электрическое оборудование 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  $I_{no}^{(3)}$  - это ток короткого замыкания в точке К1.

После этого переходим к расчету аperiodической составляющей тока КЗ. Нам нужно найти допустимое значение этой составляющей.

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

Таблица 4.1 – Исходные и расчетные данные выключателя ВГТ-110/10-1000

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 225 \text{ A}$	$I_{ном} = 1000 \text{ A}$
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{ar} = 3,07 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 10 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,07 = 9,32 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 45, \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.1

$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{npc} = 40 \text{ кА}$
$i_{y0} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{npc} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Силовой выключатель марки ВГТ-110/10-1000 прошел проверки на термическую и электродинамическую стойкость, и может быть принят в качестве коммутационного аппарата на стороне 110 кВ.

#### 4.2 Выбор силового выключателя на стороне НН (6 кВ)

Силовой выключатель на стороне низкого напряжения подвергается той же проверки что и силовой выключатель на стороне высокого напряжения (ВН). Расчет полностью аналогичен.

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

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

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

Таблица 4.2 - Исходные и расчетные данные выключателя ВВ/TEL-10-2500

$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 6 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 2050 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 40 \text{ кА}$
$i_{ар} = 10,32 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} = 40 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{ар} = \sqrt{2} \cdot 12,2 + 10,32 = 27,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.НОМ} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 64 \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{npc} = 40 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.2

$i_{y\partial} = 33,3 \text{ кА}$	$i_{npc} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Коммутационный аппарат ВВ/TEL - 10-2500 прошел проверки на электродинамическую и термическую стойкость, и может быть принят на сторону низкого напряжения.

### 4.3 Выбор разъединителей на высокую сторону 110 кВ

Таблица 4.3 – Исходные и расчетные данные разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 225 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{npc} = 80 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 11,25 \text{ кА}$	$i_{npc} = 203.65 \text{ кА}$
$B_K = 19,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве контактного силового коммутационного аппарата для создания видимого разрыва цепи, выбран разъединитель РНДЗ-1-110/1000. Климатическое исполнение – УХЛ 1. Может быть установлен на открытом воздухе. Данный разъединитель удовлетворяет всем требованиям по термическому и электродинамическому току.

### 4.4 Выбор трансформатора тока на стороне высокого напряжения 110 кВ

Для того чтобы рассчитать и выбрать такой электрический прибор, как трансформатор тока, необходимо знать максимально возможный расчетный ток, протекающий в цепи трансформатора

Находится он по формуле представленной ниже.

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

Таблица 4.4 – Исходные и расчетные данные трансформатора тока (ТА) марки ТОГФ-110-200/5

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

В качестве измерительного трансформатора на высокую сторону выбран трансформатор тока ТОГФ-110-200/5, который прошел все необходимые проверки по току и термической стойкости.

Рассчитаем нагрузку на вторичной обмотке для данного трансформатора

Таблица 4.5 – Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора тока

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

Далее необходимо рассчитать сопротивление прибора, для этого используем такие данные как: мощность измерительного прибора, сопротивление контактов измерительного прибора, и номинальной сопротивление вторичной нагрузки (полное).

Мощность равна 1,0 МВА;

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом;

Полное сопротивление вторичной нагрузки принимаем 1,2 Ом.

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

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

Длина соединительных проводов с алюминиевыми жилами равна 65 метрам.

Сечение провода рассчитывается по формуле представленной ниже.

Расчет сечения проводов:

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

В итоге выбираем сечение провода 2,5 мм<sup>2</sup>. Данное сечение является стандартным.

#### **4.5 Выбор трансформатора тока на стороне низкого напряжения 6 кВ**

Выбор трансформатора тока на низкой стороне, аналогичен выбору трансформатора тока на высокой стороне (ВН).

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{32000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А}$$



Таблица 4.6 – Исходные и расчетные данные трансформатора тока (ТА) ТШЛ -6-3000/5

$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{МАХ} = 1466 \text{ А}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 33,3 \text{ кА}$	$i_{уд} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 19,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве измерительного трансформатора на низкую сторону (НН) выбран трансформатор тока ТШЛ-6-1500/5, который прошел все необходимые проверки по току и термической стойкости.

Рассчитаем нагрузку на вторичной обмотке для данного измерительного трансформатора тока.

Таблица 4.7 – Нагрузка на вторичной обмотке трансформатора тока

Устанавливаемые приборы	Тип (марка прибора)	Приходящая мощность на каждую фазу [МВА]		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеритель активной мощности (Ваттметр)	Д-315	0.5	0.5	-
Измеритель силы тока (Амперметр)	Э-315	0.5	0.5	0.5
Счетчик активной мощности ( $W_{актив}$ )	САЧУ-И 678	2.5	2.5	-
Счетчик реактивной мощности ( $W_{реактив}$ )	САЧУ-И673М	2.5	2.5	-
Измеритель реактивной мощности (Варметр)	Д-325	0.5	0.5	-
Итоговое значение		6.5	6.5	0.5

Далее необходимо рассчитать сопротивление прибора, для этого

используем такие данные как: мощность измерительного прибора, сопротивление контактов измерительного прибора, и номинальное сопротивление вторичной нагрузки (полное).

Мощность равна 1,0 МВА;

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом;

Полное сопротивление вторичной нагрузки принимаем 1,2 Ом.

Находим сопротивление прибора:

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

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

Выбираем длину проводов (алюминиевых) для присоединений равной 40 м.

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

В итоге выбираем сечение провода 4 мм<sup>2</sup>. Данное сечение является стандартным.

#### **4.6 Выбор трансформатора напряжения на стороне низкого напряжения 6 кВ**

Примем к рассмотрению трансформатор напряжения типа ЗНОЛ на 6 кВ, мощностью 250 ВА.

Каталожная информация о присоединениях к трансформатору напряжения приведена в таблице 13.

Таблица 4.8 – Каталогная информация о присоединениях к трансформатору напряжения ЗНОЛ-6-250

Подключаемые приборы	Вид, марка измерительного прибора	Мощность необходимая для потребления одной катушки [ВА]	N <sub>к</sub> , количество катушек	cosφ	sinφ	N <sub>п</sub> , количество устанавливаемых приборов	Используемая мощность	
							P, [Вт]	Q, [вар]
Счетчик активной мощности (W <sub>актив</sub> )	Меркурий 234 ARTM	2	2	0.38	0.93	5	7.6	18.5
Счетчик реактивной мощности (W <sub>реактив</sub> )	Меркурий 230ART	2	2	0.38	0.93	4	6.08	14.8
Измеритель реактивной мощности (Варметр)	Д-305	1.5	2	1	0	1	3	0
Измеритель активной мощности (Ваттметр)	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Измеритель напряжения (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 данный трансформатор напряжение в качестве измерительного трансформатора на низкой стороне.

#### **4.7 Выборка ограничителя напряжения на сторонах высокого и низкого напряжения**

Ограничитель перенапряжения на стороне 110 кВ принимаем типа П - 110 кВ, климатического исполнения УХЛ 1.

На стороне низкого напряжения выбираем ограничитель перенапряжения типа П - 6 кВ, климатического исполнения УХЛ 1.

#### **4.8 Расчет гибких шин на стороне высокого напряжения (110кВ)**

На стороне высокого напряжения примем гибкие шины, так как этот вариант является наиболее приемлемым для открытого распределительного устройства.

Первым делом необходимо найти, которые протекают продолжительно и токи которые могут возникнуть при перегрузке.

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

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

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

$$S = \frac{I_{НОМ}}{J_{\Theta}} = \frac{225}{1} = 225 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС 240, допустимым током равным 600 А.

Теперь необходимо проверить наш провод по длительно допустимому току.

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

Проводить проверку провода АС 240 на термическую стойкость тока короткого замыкания, не имеет смысла, так как мы выбрали голые проводники, которые располагаются на ОРУ.

Проверка на электродинамическую стойкость так же нецелесообразна в связи с тем, что ток короткого замыкания на низкой стороне составляет 12,2 кА, что в свою очередь удовлетворяется условию  $I_{\text{н0}} \leq 30$  кА.

Далее проведем проверку провода на корону, так как класс напряжения 110 кВ. Проверка на корону осуществляется только с класса напряжения 35 кВ и более.

В начале нашего расчета найдем напряженность ЭП (электрического поля).

Рассчитываем начальную критическую напряженность электрического поля:

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

Далее найдем напряженность ЭП вблизи самого провода АС 240.

Напряженность электрического поля около провода:

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

Запишем условия короны в виде:

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

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

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

$$26,4 \leq 31,5 \text{ кВ / см}$$

Следовательно, можно говорить о том, что провод марки АС 240 не коронирует.

#### 4.9 Выбор токопровода на 10кВ

Определяем расчетные токи продолжительных режимов и в режиме перегрузки.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{32000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А.}$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{32000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2050 \text{ А.}$$

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} = \frac{2050}{1} = 2050 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шину марки 1014ТТ (10x120)  $I_{\text{дл. доп}} = 5000 \text{ А}$ .

Проверяем данную шину по длительно допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} = 2050 \leq I_{\text{дл. доп}} = 5000 \text{ А}$$

Для определения термической стойкости данной шины, необходимо найти минимальное сечение провода.

Находим минимальное сечение провода удовлетворяющим условию термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{4,39 \cdot 10^3}{90} = 49 \text{ мм}^2$$

$$S_{\min} = 44,33 \text{ мм}^2 \leq S = 1000 \text{ мм}^2$$

Данные шины прошли проверку на термическую стойкость тока, и удовлетворяет всем требованиям.

Переходим к расчету колебаний данной шины.

Рассчитываем частоту собственных колебаний данной шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,87 \cdot 10^{-8}}{2,7}} = 52,26 \text{ Гц}$$

где  $J = \frac{h \cdot b^3}{12} = 0,87 \text{ см}^4 = 0,87 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$  - искомый момент инерции

(поперечного сечения) для данной шины;  $E = 7 \cdot 10^{10}$  – величина равная модулю упругости материала шины, Па;

$l = 1$  – длина пролета между изоляторами, м;

$r_1 = 4,73$  – значение главной собственной частоты шины;

$m$  – масса шины на ее единицу длины.

В результате получаем, что возможная частота колебаний данной шины меньше 200 Гц, из-за такой частоты возникнет резонанс в сети, поэтому необходимо увеличить длину шины, чтобы предотвратить возникновение резонанса и тем самым увеличить частоту колебаний.

$$f_0 \geq 200 \text{ Гц}$$

$$l^2 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} ;$$

$$l = 0,5 \text{ м}$$

Теперь нужно проверить шины марки 1014ТТ на электродинамическую стойкость к току короткого замыкания.

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{uz}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 18970^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,3} = 2,59 \text{ МПа}$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l_{uz}=0,5$ – длина пролета;

$\kappa_{\phi}=1$ – коэффициент формы;

$\kappa_{расп} = 1$  – коэффициент, зависящий от расположения проводников;

$\lambda = 12$  – коэффициент, зависящий от крепежа шины;

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

где  $W$ - момент сопротивления шины 1014ТТ.

В результате расчетов было установлено, что шины 1014ТТ являются механически прочными т.к.  $2,59 < 89 \text{ МПа}$



## 5 Собственные нужды подстанции

На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд. Их мощность выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Таблица 5.1–Потребители собственных нужд подстанции

Вид потребителя с.н. подстанции	Установленная мощность, кВт		
	n, штук	P <sub>уд</sub> , кВт/ед.	Всего
1. Устройства охлаждения для трансформаторов	2	3	6
2. Устройство подогрева выключателей и приводов	2	1,8	3,6
3. Подогрев шкафов ЗРУ-6	16	1	16
4. Подогрев приводов разъединителей	6	0,6	3,6
5. Подогрев шкафов РЗА	2	1	2
6. Отопление, освещение, вентиляция ОПУ + аккумуляторная	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.

## **6 Релейная защита и автоматика подстанции**

«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  $\geq 500$  кВ; перегрузка объекта защиты; понижение уровня масла в баке объекта защиты; «пожар» стали магнитопровода объекта защиты» [6].

«Для защиты СТ и АТ от повреждений и ненормальных режимов работы в соответствии с требованиями ПУЭ должны предусматриваться следующие типы РЗ: газовая защита с действием на сигнал и отключение, токовая отсечка или продольная дифференциальная защита, максимальная токовая защита (МТЗ) для, дистанционная защита на понижающих АТ, МТЗ с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение, МТЗ нулевой последовательности - если определено условиями дальнего резервирования» [9].

### **6.1 Расчет уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора**

Исходными данными для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора марки ТДН 32000/110 установленного на подстанции «Голубика» являются следующие характеристики трансформатора: номинальная мощность силового трансформатора  $S_{ном} = 32 \text{ МВА}$ ; номинальное напряжение на стороне ВН  $U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$ ; номинальное напряжение на стороне НН  $U_{НН} = 6 \text{ кВ}$ .

Для расчета уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора необходимо учитывать наличие РПН. Для рассматриваемого силового трансформатора марки ТРДН 32000/110/6 кВ, установленного на подстанции «Голубика» количество ступеней регулирования  $n=19$ , а шаг регулирования напряжения  $\Delta U=1,78$ .

Так же для расчета уставок должны быть использованы данные расчета токов короткого замыкания полученные в разделе 3.

В разделе 4 был произведен выбор измерительных трансформаторов тока и определены их коэффициенты трансформации. Полученные коэффициенты используются в расчете релейной защиты силового трансформатора.

Введем значения максимальных погрешностей измерительных трансформаторов тока:  $\varepsilon_{\max}=0,1$ ;  $\varepsilon_{\min}=0,1$ ;  $\varepsilon_{0,5}=0,1$ ;  $\varepsilon_{\text{раб, макс}}=0,1$ ;  $\varepsilon_{1,5}=0,1$ ,

Расчет уставок дифференциальной токовой защиты силового трансформатора выполним в соответствии с СТО ДИВГ-055-2013. К установке на подстанции примем блоки микропроцессорной релейной защиты серии БМРЗ.

Для трансформатора определим значения номинальных токов для каждой из сторон (ВН и НН).

Для стороны ВН по формуле определим номинальный ток:

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

Для стороны НН по формуле (1.1) определим номинальный ток:

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

где  $I_{\text{ном тр}}$  - номинальный ток трансформатора соответствующей обмотки (ВН или НН), А;  $S_{\text{ном тр}}$  - номинальная полная мощность трансформатора, кВА;

$U_{номтр}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки (ВН или НН соответственно), кВ.

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале определим для каждой стороны напряжения.

Определим значение расчетного максимального тока в измерительном канале для стороны ВН:

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

Определим значение расчетного максимального тока в измерительном канале 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, учитывает наличие апериодической составляющей тока короткого замыкания;  $I_{K \text{ макс}}$  - максимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, согласно расчетам пункта 3 ВКР,  $K_{\text{ТТ}}$  - коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока соответствующей стороны напряжения,

Выполним проверку платы преобразования тока в напряжение (ПТН) на условие обеспечения требуемой погрешности измерения тока в режиме нагрузки СТ для каждой стороны (ВН и НН).

Для стороны ВН:

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

Для стороны НН

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

Для стороны ВН и НН выбранные ПТН удовлетворяют условиям,

## 6.2 Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДТО)

Расчет ДТО необходимо начать с выбора уставки срабатывания исходя из условия отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора. Для расчетов принимаем уставку равной 4. Определим относительный расчётный ток небаланса:

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

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

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

где  $k_{пер2}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2,5;  $k_a$  - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем равным 1;  $I_{К макс НН прив}$  - периодическая составляющая максимального фазного тока внешнего КЗ, протекающего через ТТ (в начальный момент времени КЗ), приведенная к стороне ВН;  $\varepsilon_{макс}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току  $I_{К макс НН прив}$ ;  $I_{К макс НН прив}$  - номинальный первичный ток стороны ВН;  $U_{рез}$  - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора, примем равным 16,02 %;  $\gamma$  - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%,

Значение уставки ДТО:

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

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,2;

## 6.3 Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением

### 6.3.1 Группа грубых уставок

#### 5.3.1.1 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

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;

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

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

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

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

#### 6.3.1.2 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ

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

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

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

Коэффициент торможения на втором участке рассчитаем по формуле:

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

### 6.3.1.3 Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ

Ток торможения, соответствующий максимальному значению ТКХ 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;

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики:

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

## 6.3.2 Группа чувствительных уставок

### 6.3.2.1 Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ

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

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

Определим величину расчетного тока небаланса:

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

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

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

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

### 6.3.2.2 Выбор уставки торможения второго участка характеристики

Найдем величину тока срабатывания ДЗТ, если ток торможения  $I_{\text{торм}2}=1,5$ .

$$I'_{\text{ДЗТ}2} = k_{\text{отс}} \cdot 1,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{\text{рез}} + k_{\text{выр}}) = 0,546$$

Тогда коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики дифзащиты:

$$K'_{\text{ТОРМ}2} = \frac{I'_{\text{ДЗТ}2} - I'_{\text{ДЗТ}нач}}{1,5 - 0,5} = 0,246.$$

### 6.3.2.3 Выбор коэффициента торможения третьего участка

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

$$I'_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} (k_{\text{пер}2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\text{МАКС}} + U'_{\text{рез}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{К макс НН прив}}}{I_{\text{номТР ВН}}} = 4,92.$$

Величина коэффициента торможения на третьем участке будет определяться по выражению:

$$K_{\text{ТОРМ}3} = \frac{I'_{\text{ДТО}} - I'_{\text{ДЗТ}2}}{I_{\text{К торм}} - I_{\text{торм}2}} = 0,506.$$

## 6.4 Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

Рассчитаем коэффициент чувствительности ДЗТ:

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

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



Выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требуемому по ПУЭ коэффициенту чувствительности, равному 2.

### 6.5 Выбор уставок сигнализации небаланса

Рассчитаем относительный расчётный ток небаланса:

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

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

Уставка сигнализации небаланса:

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

### 6.6 Выбор уставок блокировки ДЗТ при возникновении броска тока намагничивания

Уставка информационного признака блокировки  $K_{ИБП}$  для блоков БМРЗ рекомендуется принять равной 1,5, а уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования для блоков типа БМРЗ рекомендуется принять равной  $T_{ПБ} = 1$  с.

Сведем в таблицу 5.1 рассчитанные уставки предназначенные для ввода в блок БМРЗ для защиты СТ марки установленного на подстанции «Голубика».

Таблица 6.1 – Результаты расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора

№ п/п	Наименование и тип уставки БМРЗ	Значение для ввода в БМРЗ
1	2	3
1	Номинальный ток платы преобразования	2,5

	тока в напряжение (ПТН) на стороне ВН, А	
2	Номинальный ток платы преобразования тока в напряжение (ПТН) на стороне НН, А	1
3	Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки (ДТО), о,е,	6,407
4	Коэффициент сигнализации небаланса	1,137
5	Значение начального тока срабатывания ДЗТ, о,е,	0,3
6	Значение коэффициента торможения второго участка ДЗТ	0,438
7	Значение коэффициента торможения третьего участка ДЗТ	0,655
8	Уставка информационного признака блокировки	0,15
9	Уставка по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования	1
10	Значение начального тока срабатывания «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,3
11	Значение коэффициента торможения второго участка «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,246
12	Значение коэффициента торможения третьего участка «чувствительного» органа ДЗТ, о,е,	0,506

Последним этапом определения эффективности рассчитанных уставок дифференциальной защиты силового трансформатора, принятого к установке на подстанции «Голубика» является построение характеристики срабатывания дифференциальной защиты трансформатора (рисунок 5.1).

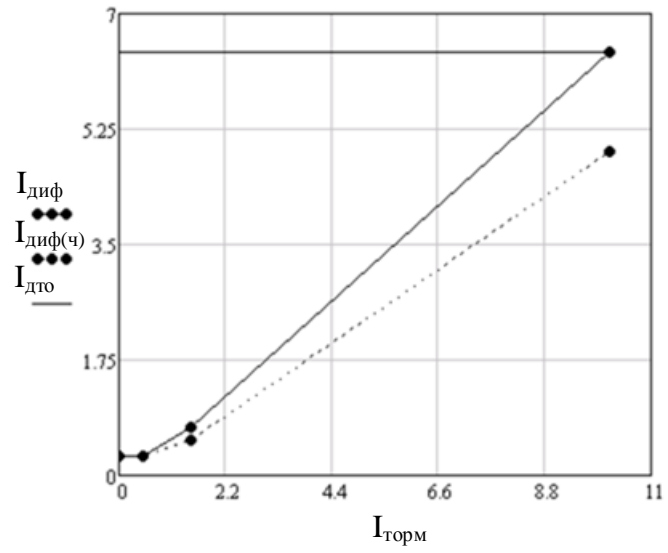


Рисунок 6.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

## 7 Расчет заземления подстанции

Подстанция располагается в первой климатической зоне, тип грунта – торф. Грунт примем однородным, а его удельное сопротивление равно  $\rho_{в.с} = \rho_{н.с} = \rho_{экв.с} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Вертикальные заземлители выполнены из стальных стержней длиной  $l_g = 5 \text{ м}$ . Для горизонтального заземлителя используется стальная полоса. Глубина его заложения равна  $t_0 = 0,5 \text{ м}$ . Размер заземляющего контура  $50 \times 70 \text{ м}$ , площадь  $S=3500 \text{ м}^2$ , периметр  $P=240 \text{ м}$ . Предварительное количество стержней равно  $n_B=24 \text{ шт}$ . Вертикальные электроды установлены по периметру сетки в местах пересечения внутренних проводников с контурными.

Общая длина горизонтальных проводников:

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

Полная длина вертикальных электродов:

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

Среднее расстояние между вертикальными проводниками:

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

Расчетная модель представляет собой квадрат со стороной:

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

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R = A \frac{\rho_{\text{экв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{экв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,366 \cdot \frac{20}{59,16} + \frac{20}{820 + 120} = 0,15 \text{ Ом}$$

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t_0}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,5}{59,16} = 0,366$$

Сопротивление заземляющего устройства, включая естественные заземлители:

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

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  $U_{\text{пр. доп}} = 400 \text{ В}$ .

Рассчитываем напряжение, приложенное к человеку:

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

Определим коэффициент распределения потенциала по поверхности земли:

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

где  $M=0,5$  для  $\rho_1/\rho_2 = 1$

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

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

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

$$I_{K3}^{(1,1)} = 6,42 \text{ кА}$$

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

## 8 Расчет молниезащиты подстанции

Здания и сооружения подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний. Молниеотводы бывают стержневые и тросовые. Стержневые применяются для защиты от прямых ударов молнии в здания, тросовые — для защиты линий электропередач.

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 стержневыми 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  $h_c = h_0$ .

Определим габариты внутренних областей зон защиты двойного молниеотвода на высоте защищаемого сооружения 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 порталы ОРУ 110 кВ и 3 стержневых молниеотвода высотой 20 метров. В результате этого осуществляется защита подстанции от поражений прямыми ударами молний.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/6 кВ «Голубика». На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен анализ оборудования подстанции. Согласно проведенному анализу получено, что на подстанции силовые трансформаторы марки ТРДН 25000/110 перегружены, и при максимальной загрузке работают с коэффициентов загрузки 0,8. Данный коэффициент загрузки превышает допустимый, для двухтрансформаторных подстанций, который равен 0,7. Так же проведен анализ установленного оборудования на стороне 110 и 6 кВ. Проведенный анализ оборудования выявил необходимость замены коммутационного оборудования. Замена коммутационного оборудования также вызвана необходимостью замены силовых трансформаторов. При этом при выборе высоковольтных выключателей необходимо придерживаться требований нормативной документации. Схема подстанции после реконструкции изменяться не будет, так как схема подстанции на стороне 110 кВ – 110-4Н соответствует роли подстанции в энергосистеме. Подстанция «Голубика» 110/6 кВ является тупиковой подстанцией. 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.

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 6 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 6 кВ ТШЛ-6-5000/5. На стороне 110 кВ не установка измерительных трансформаторов не требуется, поэтому трансформаторы напряжения выбраны только со стороны НН. На стороне 6 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. Для защиты оборудования ПС «Голубика» от перенапряжений, выбраны ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной изоляцией. Для стороны 110 кВ ОПН-П-110, для стороны 6 кВ ОПН-П-6. 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 -400/6/0,4, который предлагается установить вне здания ЗРУ подстанции. Последним этапом выполнен расчет молниезащиты и заземления подстанции «Голубика» 110/6. 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. 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/STO\\_56947007-29.120.40.041-2010\\_s\\_izm\\_14122012\\_28012015.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_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](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

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](https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

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](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

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.