

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 подстанции 110 кВ «Керчен-ская»»

Студент	<u>Е.Е. Пульцин</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.А. Кретов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>О.А. Головач</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

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

В бакалаврской работе рассмотрена реконструкция подстанции 110 кВ «Керченская» с использованием современного оборудования. Для обоснования необходимости реконструкции подстанции проведен анализ текущего состояния оборудования и выполнен расчет электрических нагрузок с учетом перспективы роста. На основании технико-экономического сравнения для установки на подстанции выбраны силовые трансформаторы марки ТРДН 25000/110/6 кВ. Для выбора и проверки оборудования подстанции выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. На основании расчета нагрузок, выбора силовых трансформаторов и расчета токов короткого замыкания выбрано оборудование, предлагаемое для установки на стороне 110 и 6 кВ подстанции. Для защиты оборудования подстанции проведен выбор микропроцессорного блока защиты и выполнен расчет уставок. Также осуществлен выбор оперативного тока на основе двух аккумуляторных батарей из 104 элементов. Для собственных нужд были рассчитаны и выбраны два трансформатора марки ТМГ21 – 630/6/0,4. Затем был произведен расчет заземления с использованием вертикальных и горизонтальных заземлителей и местного грунта. Молниезащита подстанции рассчитана по методу двойных стержневых молниеотводов и защищает всю территорию.

Пояснительная записка включает в себя 68 страниц, 18 таблиц, 4 рисунка и графическую часть в виде 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The title of the diploma paper is “Reconstruction of electrical part of 110 kV substation "Kerchenskaya"”.

The aim of the work is selection of equipment for the technical re-equipment of the substation 110 kV "Kerchenskaya".

The object of the graduation work is the electric substation, which is located in the city of Kerch, the Republic of Crimea.

The subject of the graduation work is replacement of obsolete high-voltage equipment with a new one.

The work contains calculation of electrical loads including load for the previous period and load of the perspective connection; on the basis of the feasibility study, a choice was made of the type and number of power transformers; short-circuit currents; rated and selected high-voltage switches, disconnectors, current transformers, voltage transformers, electricity meters and measuring instruments, flexible busbar and cables. Further, the differential protection of the transformer based on microprocessor protection Sirius-T. Then a system of direct operational current. Afterwards, the substation's own needs were calculated, grounding with the help of vertical and horizontal strips and lightning protection of the substation by the method of double rod lightning rods. The following measures were taken to achieve the objectives:

- installation of a more powerful transformer;
- using modern high-voltage equipment.

Overall, the results suggest that new equipment should ensure a reduction in emergency conditions, environmental pollution, increase the safety of maintenance personnel.

The diploma paper consists of 68 pages, 18 tables, 4 figures, the list of 20 references including 9 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Характеристика реконструируемого объекта	6
2 Определение электрических нагрузок	8
3 Выбор трансформаторов	10
3.1 Техничко-экономический расчет ТРДН – 25000/110/6.....	10
3.2 Техничко-экономический расчет ТРДН – 32000/110/6.....	16
4 Определение токов короткого замыкания	23
4.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1	23
4.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3	25
4.3 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К1	26
4.4 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К2 и К3	29
5 Выбор высоковольтного оборудования подстанции «Керченская»	31
5.1 Выбор высоковольтного выключателя	31
5.2 Выбор разъединителей	34
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	36
5.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	40
5.5 Выбор гибких шин	41
5.6 Выбор кабелей.....	44
6 Релейная защита	48
7 Оперативный ток	54
8 Собственные нужды подстанции	55
9 Расчет заземления	57
10 Молниезащита	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ	67

ВВЕДЕНИЕ

Любое техническое устройство, начиная от обычной маленькой детали и заканчивая большим сложным аппаратом, со временем выходит из строя. В большинстве случаев любую технику можно починить, ибо покупать новую очень дорого. Но это необходимо делать, когда такое оборудование устаревает. Процесс модернизации очень важен, потому что люди идут в ногу со временем, изобретая новые компоненты и делая технику более надежной и качественной.

В связи с присоединением Крыма к России, в республике начались перебои с электроснабжением со стороны Украины. Поэтому было принято решение о строительстве энергомоста. Таким образом, полуостров был присоединен к Объединённой энергосистеме Юга России. Вместе с местной генерацией это обеспечило базовые потребности полуострова. Данный регион развивается и нуждается в качественном и бесперебойном электроснабжении.

Реконструкция подстанции – одно из важных мероприятий для повышения безопасности и качества электроэнергии. На объекте необходимо провести техническое перевооружение, так как на подстанции установлено оборудование 1970-го года выпуска, нуждающееся в ремонте или полной замене. Это позволит обеспечить безопасность обслуживающего персонала, снизить вероятность поражения электрическим током, увеличить мощность подстанции, уменьшить вред окружающей среде.

Целью бакалаврской работы является выбор оборудования для технического перевооружения подстанции 110 кВ «Керченская».

Задачи, которые необходимо решить в бакалаврской работе для достижения поставленной цели: рассчитать нагрузки и выбрать трансформатор; рассчитать токи короткого замыкания и выбрать современное высоковольтное оборудование для замены старого; обеспечить релейную защиту нового трансформатора; выбрать СОПТ на подстанции; рассчитать и выбрать ТСН для нужд подстанции; рассчитать заземление для правильной работы оборудования и молниезащиты для предотвращения удара молнии в дорогостоящее оснащение.

1 Характеристика реконструируемого объекта

ПС 110 кВ «Керченская» эксплуатируется с 1970 года, и за это время не было ни одной реконструкции. Подстанция расположена в г. Керчь, Республика Крым. План расположения подстанции 110 кВ «Керченская» представлен на рисунке 1.1.

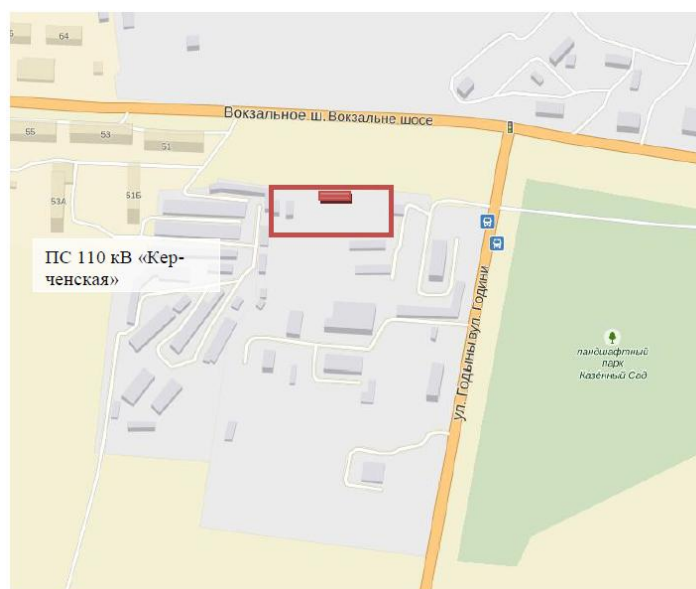


Рисунок 1.1 – План расположения ПС

На первом этапе подготовки проекта реконструкции электрической части подстанции 110 кВ «Керченская», было произведено ее обследование. По результатам обследования ПС Керченская было выявлено следующее: существующие силовые трансформаторы марки ТДТНГ 110 кВ физически и морально устарели, так как находятся в эксплуатации с момента ввода подстанции в 1970 году. При этом срок эксплуатации трансформаторов составляет 25 лет. Срок эксплуатации может быть продлен при проведении капитальных ремонтов трансформаторов и отсутствии систематических перегрузок.

Анализ оборудования подстанции так же показал, что на первом трансформаторе устройство РПН не работает и требует ремонта или замены. Исходя из вышеперечисленного и принимая во внимание рост электрических нагрузок и необходимость повышения пропускной мощности подстанции «Керченская»

было принято решение при разработке проекта реконструкции электрической части рассмотреть вариант замены силовых трансформаторов на более мощные.

На существующем ОРУ-35 кВ требуется предусмотреть реконструкцию существующих БСК-1, БСК-2. По результатам обследования ПС Керченская было выявлено, что БСК не действуют в настоящий момент.

На основании анализа полученных данных о значениях перспективных перетоков и уровней напряжения на ПС Керченская было определено, что значения уровня напряжения на шинах 110 кВ в послеаварийных режимах снижаются менее чем на 5% от номинального напряжения. Коэффициент реактивной мощности не превышает 0,2. Согласно СТО 56947007-29.180.02.140-2012 «Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС» наименьшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети 110 кВ должны быть не ниже номинального в нормальных режимах и 0,95 от номинального в послеаварийных режимах. При этом коэффициент реактивной мощности на шинах 110 кВ должен быть не выше 0,5.

Исходя из этого, установка БСК на ПС Керченская нецелесообразна. ОРУ-35 кВ на ПС Керченская используется только для присоединения БСК. В связи с этим реконструкция ОРУ-35 кВ также нецелесообразна. Поэтому при реконструкции электрической части подстанции «Керченская» было принято решение об исключении класса напряжения 35 кВ.

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме №13 «Две рабочие системы шин». Подстанция присоединяется к энергосистеме по ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Керченская-Эмаль правая;
- ВЛ 110 кВ Керченская-Эмаль левая;
- ВЛ 110 кВ Керченская-Ленино;
- ВЛ 110 кВ Керченская-Очистная;
- ВЛ 110 кВ Керченская-Камыш-Бурун;
- ВЛ 110 кВ Керченская-Соляная.

2 Определение электрических нагрузок

Электрические нагрузки нужны для того, чтобы построить годовой график нагрузки и рассчитать мощность трансформаторов.

Максимальная полная мощность подстанции:

$$S_{\max ПС} = \frac{P_{\max ПРЕД}}{\cos \varphi}, \quad (2.1)$$

« где: $P_{\max ПРЕД}$ – максимальная активная мощность предприятий, МВт; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности» [1].

$$S_{\max ПС} = \frac{38}{0,95} = 40 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем суммарное потребление предприятий:

$$W_{ПРЕД} = P_{\max ПРЕД} \cdot \sum_{i=1}^k P_{ПРЕД i} \cdot t_{ПРЕД i}, \quad (2.2)$$

« где: $P_{ПРЕД i}$ – активная мощность, потребляемая предприятиями на соответствующей ступени графика, о. е.; $t_{ПРЕД i}$ – продолжительность потребляемой активной мощности, час» [1].

$$W_{ПРЕД} = 38 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 229064 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{ПРЕД} = W_{ПС} = 229064 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}, \quad (2.3)$$

$$T_M = \frac{229064}{38} = 6028 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2.4)$$

$$K_{зан} = \frac{6028}{8760} = 0,69.$$

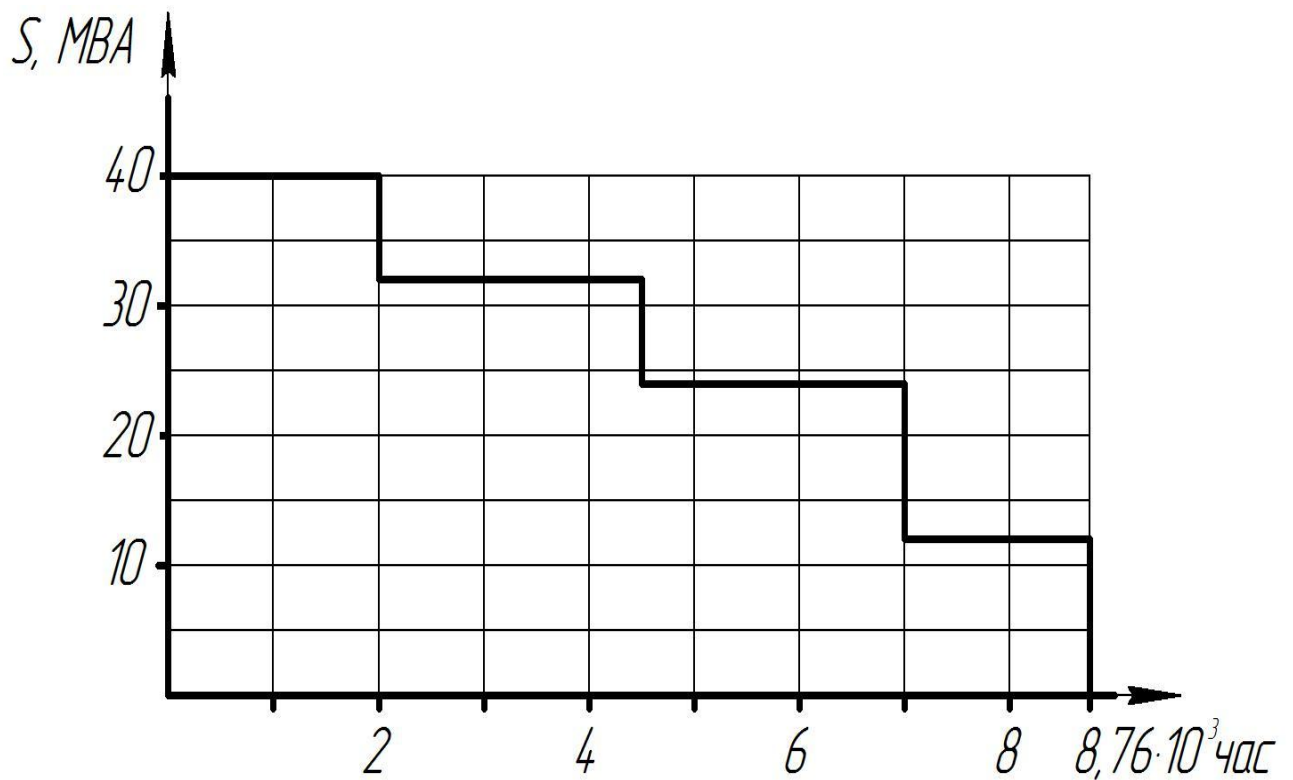


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки

3 Выбор трансформаторов

« Рассчитаем мощность для выбора трансформатора:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)}, \quad (3.1)$$

где: $S_{max ПС}$ – максимальная полная мощность подстанции, МВА; K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории, принимается равным 0,8; $K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора; n – количество параллельно работающих трансформаторов» [1].

$$S_{ном.Т} = \frac{40 \cdot 0,8}{1,4} = 22,86 \text{ МВА.}$$

Выбираем 2 ближайших больших по мощности трансформатора. Это будут ТРДН – 25000/110/6 и ТРДН – 32000/110/6.

Проведем технико-экономический расчет для выбора трансформаторов.

3.1 Техничко-экономический расчет ТРДН – 25000/110/6

Таблица 3.1 - Паспортные параметры трансформатора по [2] ТРДН – 25000/110/6

$S_{ном.Т}, \text{ МВА}$	$U_{ном.обм}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{х}, \text{ кВт}$	$I_{х}, \%$
	ВН	НН				
25	115	6,3-6,3	10,5	121	31,5	0,75

« Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.2)$$

где: I_x – ток холостого хода трансформатора, %»[1].

$$Q_x = \frac{0,75}{100} \cdot 25000 = 187,5 \text{ квар.}$$

« Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.3)$$

где: ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме х. х., кВт; κ_{un} – коэффициент изменения потерь» [1].

$$P'_x = 31,5 + 0,05 \cdot 187,5 = 40,88 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности к. з. высшей и низшей обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.4)$$

« где: $P_{к.н1}, P_{к.н2}, P_{к.в}$ – потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора, кВт» [1].

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 121 = 242 \text{ кВт,}$$

$$P_{к.в} = 0 \text{ кВт.}$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трансформатора:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.5)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%,$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.6)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%.$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме к. з.:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.7)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 327,5 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.8)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,38}{100} \cdot 25000 = 4595 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}, \quad (3.9)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 327,5 = 16,38 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2}, \quad (3.10)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 242 + 0,05 \cdot 4595 = 471,75 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформаторов:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{3.6} = \frac{40000}{25000 \cdot 2} = 0,8,$$

$$K_{3.Н1} = K_{3.Н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3.12)$$

$$K_{3.Н1} = K_{3.Н2} = \frac{10000}{25000} = 0,4.$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + K_{3.Н1}^2 \cdot P'_{к.Н1} + K_{3.Н2}^2 \cdot P'_{к.Н2}, \quad (3.13)$$

$$P'_T = 40,88 + 0,8^2 \cdot 16,38 + 0,4^2 \cdot 471,75 + 0,4^2 \cdot 471,75 = 202,32 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{к.6i} + \Sigma \Delta W_{к.Н1i} + \Sigma \Delta W_{к.Н2i} = \\ \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k (n \cdot P'_{к.6} \cdot k_{3.6i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.Н1} \cdot k_{3.Н1i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.Н2} \cdot \\ \cdot k_{3.Н2i}^2 \cdot T_i). \end{aligned} \quad (3.14)$$

Все расчеты сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{з.Вi}$	$K_{з.Н1i}$	$K_{з.Н2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Н1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Н2i}$, кВт·ч
1	40	20	20	2	2000	163520	0,8	0,4	0,4	41932,80	301920	301920
2	32	16	16	2	2500	204400	0,64	0,32	0,32	33546,24	241536	241536
3	24	12	12	2	2500	204400	0,48	0,24	0,24	18869,76	135864	135864
4	12	6	6	1	1760	71948,8	0,48	0,24	0,24	6642,16	47824,13	47824,13
						$\Sigma \Delta W_{xi} =$ $= 644268,8$				100990,96	727144,13	727144,13
							$\Delta W_{ПС} = 2199548,01$					

« Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.15)$$

где: α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности; β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии» [1].

$$C_{\text{Э}} = \frac{695}{6028} + 1,8 = 1,92 \text{ руб.}$$

« Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (3.16)$$

где: $\Delta W_{\text{ПС}}$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт · ч» [1].

$$I_{\text{Э}} = 2199548,01 \cdot 1,92 = 4223132,18 \text{ руб}$$

Суммарный коэффициент отчислений для 110 кВ принимается равным $P_{\text{сум}} = 0,094$

Годовые отчисления:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot \kappa, \quad (3.17)$$

« где: κ – стоимость трансформаторов, руб» [1].

$$I_o = 0,094 \cdot 12 \cdot 10^6 \cdot 2 = 2256000 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_o + I_{\text{э}}, \quad (3.18)$$

$$I = 2256000 + 4223132,18 = 6479132,18 \text{ руб.}$$

« Приведенные затраты:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.19)$$

где: E_H – нормативный коэффициент дисконтирования» [1].

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 12 \cdot 10^6 \cdot 2 + 6479132,18 = 10079132,18 \text{ руб.}$$

3.2 Технико-экономический расчет ТРДН – 32000/110/6

Таблица 3.3 – Паспортные параметры трансформатора по [2] ТРДН – 32000/110/6

$S_{\text{ном.Т}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном.обм}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	ВН	НН				
32	115	6,3-6,3	10,5	145	44	0,75

« Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.20)$$

где: I_x – ток холостого хода трансформатора, %» [1].

$$Q_x = \frac{0,75}{100} \cdot 32000 = 240 \text{ квар.}$$

« Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.21)$$

где: ΔP_x – потери мощности трансформатора в режиме х. х., кВт; κ_{un} – коэффициент изменения потерь» [1].

$$P'_x = 44 + 0,05 \cdot 240 = 56 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности к. з. высшей и низшей обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.22)$$

« где: $P_{к.н1}, P_{к.н2}, P_{к.в}$ – потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора, кВт» [1].

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ кВт,}$$

$$P_{к.в} = 0 \text{ кВт.}$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трансформатора:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.23)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%,$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.24)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%.$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме к. з.:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.25)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,31}{100} \cdot 32000 = 419,2 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.26)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,38}{100} \cdot 32000 = 5881,6 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}, \quad (3.27)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 419,2 = 20,96 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2}, \quad (3.28)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 290 + 0,05 \cdot 5881,6 = 584,08 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad (3.29)$$

$$\kappa_{з.в} = \frac{40000}{32000 \cdot 2} = 0,63,$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{НОМ.T}}, \quad (3.30)$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{10000}{32000} = 0,31.$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{3.б}^2 \cdot P'_{к.б} + K_{3.H1}^2 \cdot P'_{к.H1} + K_{3.H2}^2 \cdot P'_{к.H2}, \quad (3.31)$$

$$P'_T = 56 + 0,63^2 \cdot 20,96 + 0,31^2 \cdot 584,08 + 0,31^2 \cdot 584,08 = 176,58 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{к.бi} + \Sigma \Delta W_{к.H1i} + \Sigma \Delta W_{к.H2i} = \\ &= \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k (n \cdot P'_{к.б} \cdot k_{3.бi}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.H1} \cdot k_{3.H1i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.H2} \cdot \\ &\cdot k_{3.H2i}^2 \cdot T_i). \end{aligned} \quad (3.32)$$

Все расчеты сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

i	S_{Bi} , МВА	$S_{н1i}$, МВА	$S_{н2i}$, МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{з.Вi}$	$K_{з.н1i}$	$K_{з.н2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.н2i}$, кВт·ч
1	40	20	20	2	2000	224000	0,63	0,31	0,31	32750	228156,25	228156,25
2	32	16	16	2	2500	280000	0,5	0,25	0,25	26200	182525	182525
3	24	12	12	1	2500	140000	0,75	0,38	0,38	29475	205340,63	205340,63
4	12	6	6	1	1760	98650	0,38	0,19	0,19	5187,6	36139,95	36139,95
						$\sum \Delta W_{xi} =$ $= 742560$				93612,6	652161,83	652161,83
							$\Delta W_{ПС} = 2140496,25$					

« Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.33)$$

где: α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;
 β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии» [1].

$$C_{\mathcal{E}} = \frac{695}{6028} + 1,8 = 1,92 \text{ руб.}$$

« Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\mathcal{E}} = \Delta W_{\text{ТС}} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (3.34)$$

где: $\Delta W_{\text{ТС}}$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч» [1].

$$I_{\mathcal{E}} = 2140496,25 \cdot 1,92 = 4109752,8 \text{ руб.}$$

Суммарный коэффициент отчислений для 110 кВ принимается равным
 $P_{\text{сум}} = 0,094$

Годовые отчисления:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.35)$$

« где: K – стоимость трансформаторов, руб.» [1].

$$I_o = 0,094 \cdot 14 \cdot 10^6 \cdot 2 = 2632000 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_o + I_{\text{э}}, \quad (3.36)$$

$$I = 2632000 + 4109752,8 = 6741752,8 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.37)$$

« где: E_H – нормативный коэффициент дисконтирования» [1].

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 14 \cdot 10^6 \cdot 2 + 6741752,8 = 10941752,8 \text{ руб.}$$

По результатам технико – экономического расчета было выявлено, что наиболее выгодным вариантом для установки является трансформатор ТРДН – 25000/110/6.

4 Определение токов короткого замыкания

Чтобы выбрать высоковольтное оборудование, нужно знать значения токов короткого замыкания, так как в этом случае происходит возрастание тока во много раз и выключатель, в том числе, должен отключить такой ненормальный режим работы, при этом не выйдя из строя. Произведем соответствующий расчет.

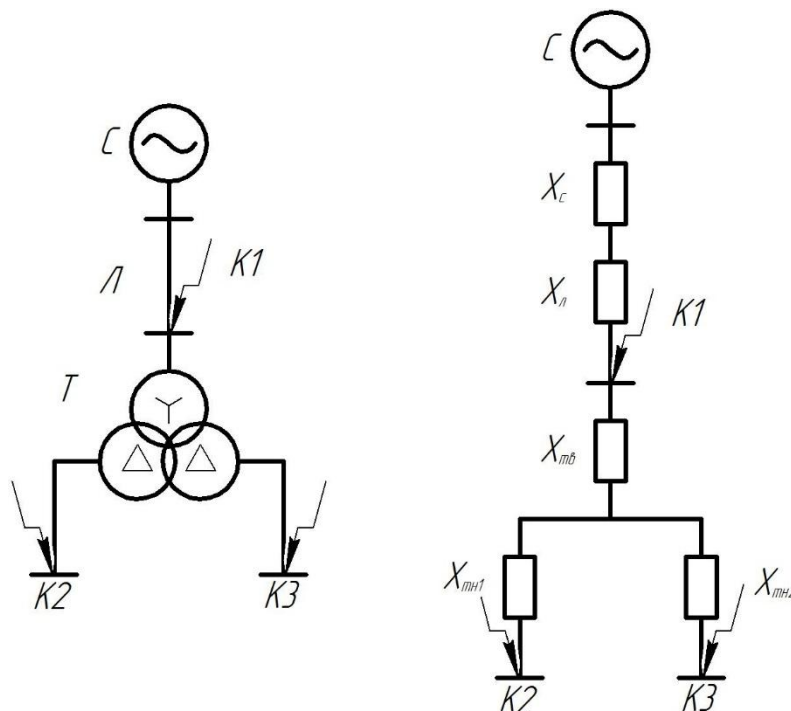


Рисунок 4.1 – Расчетная схема и схема замещения для определения токов к. з.

4.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1

« Сопротивление системы:

$$x_{*\delta,c} = \frac{S_{\delta}}{S_K}, \quad (4.1)$$

где: S_{δ} – базисная мощность, МВА; S_K – мощность короткого замыкания» [1].

$$x_{*\bar{\sigma},c} = \frac{1000}{5000} = 0,2.$$

Сопротивление высшей обмотки трансформатора:

$$x_{*\bar{\sigma},Tв} = \frac{U_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}, \quad (4.2)$$

$$x_{*\bar{\sigma},Tв} = \frac{1,31}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,52.$$

Сопротивление низшей обмотки трансформатора:

$$x_{*\bar{\sigma},mн1} = x_{*\bar{\sigma},mн2} = \frac{U_{к.н1,2} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}, \quad (4.3)$$

$$x_{*\bar{\sigma},mн1} = x_{*\bar{\sigma},mн2} = \frac{18,38}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35.$$

Сопротивление линии:

$$x_{*\bar{\sigma},л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср}^2}, \quad (4.4)$$

« где: $x_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км» [1].

$$x_{*\bar{\sigma},л} = 0,4 \cdot 8,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,25.$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л}, \quad (4.5)$$

$$x_{*рез(\delta)} = 0,2 + 0,25 = 0,45.$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (4.6)$$

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

« Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.

з.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*,\delta}}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.7)$$

где: $E''_{*,\delta}$ – сверхпереходная ЭДС, о. е.» [1].

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,45} \cdot 5,02 = 11,16 \text{ кА}.$$

Ударный ток к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.8)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 11,16 \cdot 1,8 = 28,41 \text{ кА}.$$

4.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3

Так как точки К2 и К3 не отличаются по сопротивлению, то достаточно рассчитать одну из них.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned}
 x_{*рез(\bar{b})} &= x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} + x_{*\bar{b},Tв} + x_{*\bar{b},Tс}, \\
 &= 0,25 + 0,2 + 0,52 + 7,35 = 8,32.
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Базисный ток:

$$\begin{aligned}
 I_{\bar{b}} &= \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}}, \\
 I_{\bar{b}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{4.10}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з.:

$$\begin{aligned}
 I_{n,o}^3 &= \frac{E_{*\bar{b}}''}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}}, \\
 I_{n,o}^3 &= \frac{1}{8,32} \cdot 91,64 = 11,02 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

Ударный ток к. з.:

$$\begin{aligned}
 i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\partial} \\
 i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot 11,02 \cdot 1,8 = 28,05 \text{ кА}.
 \end{aligned}
 \tag{4.12}$$

4.3 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К1

Проведем расчет к. з. однофазных, двухфазных и двухфазных на землю.

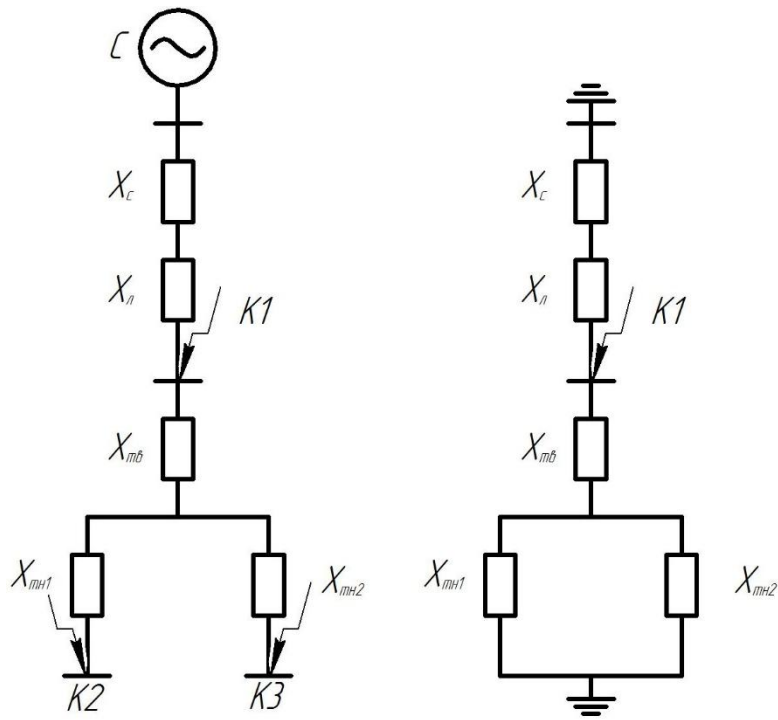


Рисунок 4.2 – Схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = x_{*\bar{0},c} + x_{*\bar{0},l}, \quad (4.13)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,2 + 0,25 = 0,45.$$

Сопротивление нулевой последовательности воздушных линий значительно большее, чем прямой (обратной) последовательности. Рекомендуется принимать это сопротивление, как для воздушной линии с тросами.

Сопротивление линии нулевой последовательности:

$$x_{*\bar{0},l} = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} \cdot 3, \quad (4.14)$$

$$x_{*\bar{0},l} = 0,4 \cdot 8,2 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 3 = 0,74.$$

Сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{0\Sigma} = \frac{(x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l}) \cdot x_{*\delta,T\delta}}{x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\delta}}, \quad (4.15)$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{(0,2 + 0,74) \cdot 0,52}{0,2 + 0,74 + 0,52} = 0,34.$$

Однофазное к. з.:

$$I_{n,o}^1 = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.16)$$

$$I_{n,o}^1 = 3 \cdot \frac{1}{0,45 + 0,45 + 0,34} \cdot 5,02 = 12,15 \text{ кА}.$$

Двухфазное к. з.:

$$I_{n,o}^2 = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.17)$$

$$I_{n,o}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,45 + 0,45} \cdot 5,02 = 9,66 \text{ кА}.$$

Двухфазное к. з. на землю:

$$I_{n,o}^{1,1} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.18)$$

$$I_{n,o}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,45 \cdot 0,34}{(0,45 + 0,34)^2}} \cdot \frac{1}{0,45 + \frac{0,45 \cdot 0,34}{0,45 + 0,34}} = 2,34 \text{ кА}.$$

Ударные токи соответствующих к. з.:

$$i_{y\partial}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^1 \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (4.19)$$

$$i_{y\partial}^1 = \sqrt{2} \cdot 12,15 \cdot 1,8 = 30,93 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (4.20)$$

$$i_{y\partial}^2 = \sqrt{2} \cdot 7,104 \cdot 1,8 = 24,59 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{1,1} \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (4.21)$$

$$i_{y\partial}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot 2,34 \cdot 1,8 = 5,96 \text{ кА.}$$

4.4 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К2 и К3

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\theta} + x_{*\delta,T\mu 1}, \quad (4.22)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,2 + 0,25 + 0,52 + 7,35 = 8,32.$$

Двухфазное к. з.:

$$I_{n,o}^2 = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.23)$$

$$I_{n,o}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{8,32 + 8,32} \cdot 91,64 = 9,54 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (4.24)$$

$$i_{y\partial}^2 = \sqrt{2} \cdot 9,54 \cdot 1,8 = 24,29 \text{ кА.}$$

В результате расчетов было определено, что на стороне 110 кВ самым опасным является однофазное короткое замыкание, а на стороне 6 кВ – трехфазное.

5 Выбор высоковольтного оборудования подстанции «Керченская»

Высоковольтное оборудование служит для отключения ненормального режима работы, предотвращения последствий аварий, отключении при ремонтных работах, наличия видимого разрыва цепи. Также используются трансформаторы тока и напряжения для подключения к ним различной защиты, счетчиков электроэнергии, измерительных приборов, резервной защиты и т. д. Провода и кабели нужны для того, чтобы все это было запитано. Это оборудование нуждается в проверке по токам к. з. и не только. Проведем расчет и выбор данного оборудования.

5.1 Выбор высоковольтного выключателя

Проведем расчет для стороны 110 кВ.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,72 \text{ A.}$$

« Термическая стойкость с продолжительностью к. з. $t_{\text{откл}} = 0,3 \text{ с}$ составляет:

$$B_{\kappa} = I_{\text{н.о}}^{(1)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (5.2)$$

где: T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з., сек.; $t_{\text{откл}}$ – время отключения к. з., сек.» [1].

$$B_{\kappa} = 12,15^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 51,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По [3] выбираем ВГТ-110Ш-40/3150 У1

« Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. для $\tau = 0,01 + t_{c.б} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с определяется по формуле:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (5.3)$$

где: τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи к. з. дугогасительными контактами выключателя, сек» [1].

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,15 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,05}} = 7,72 \text{ кА}.$$

Каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВГТ-110Ш-40/3150 У1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(1)} = 12,15 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$I_{\alpha,\tau} = 7,72 \text{ кА}$	$I_{a.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{B_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} + I_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,15 + 7,72 = 24,90 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_{нор}}{100} \right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,4 = 79,20 \text{ кА}$
$I_{y\delta} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 102 \text{ кА}$
$B_{к} = 51,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{откл.ном}^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,3 = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

Проведем расчет для стороны 6 кВ.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.н.ом}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ом}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1603,75 \text{ A.}$$

« Термическая стойкость с продолжительностью к. з. $t_{откл} = 0,3 \text{ с}$ составляет:

$$B_{\kappa} = I_{н.о}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (5.5)$$

где: T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з., сек.; $t_{откл}$ – время отключения к. з., сек.» [1].

$$B_{\kappa} = 11,02^2 \cdot (0,3 + 0,12) = 51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По [3] выбираем ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2

Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. для $\tau = 0,01 + t_{с.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$ определяется по формуле:

$$i_{\alpha, \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (5.6)$$

« где: τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи к. з. дугогасительными контактами выключателя, сек.» [1].

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,02 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,12}} = 11,17 \text{ кА.}$$

Каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1603,75 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{n,o}^{(3)} = 11,02 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\alpha,\tau} = 11,17 \text{ кА}$	$I_{a.ном} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{B_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} =$ $= \left(\sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 31,5 = 8,91 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} + I_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,02 + 11,17 =$ $= 26,76 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{B_{нор}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 1,2 = 53,46 \text{ кА}$
$I_{уд} = 28,05 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{откл.ном}^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,3 =$ $= 297,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

5.2 Выбор разъединителей

Выбираем трехполюсный разъединитель типа РГП-2-110Ш/1000-УХЛ1.

Термическая стойкость:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^{(1)2} \cdot (t_{pz} + t_{\sigma} + T_a), \quad (5.7)$$

$$B_{\kappa} = 12,15^2 \cdot (0,3 + 0,6 + 0,05) = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет остальных разъединителей проводится аналогично. Сведем проверку в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Разъединитель РГП-2-110Ш/1000-УХЛ1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{y\partial} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РГП-1-110Ш/1000-УХЛ1	
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{y\partial} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РГНПШ-1-110Ш/1000-УХЛ1	
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{y\partial} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РГП-1-ОП-110Ш/1000-УХЛ1	
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{y\partial} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{прс} = 100 \text{ кА}$

$B_{\kappa} = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---	---

Все выбранные разъединители подходят по условиям проверки.

5.3 Выбор трансформаторов тока

На стороне ВН:

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.8)$$

$$I_{\max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ А.}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТОГФ – 110 – III У1

Все данные сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчетные и каталожные данные

Трансформатор тока ТОГФ – 110 – III У1	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 125,51 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 30,93 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 140,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1^2 \cdot 1^2 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩМ-120	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЩМ-120	0,1	0,1	0,1

Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5	0,5	0,5
Итого		0,7	0,6	0,6

Общее сопротивление приборов фаз:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (5.9)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,7}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \quad (5.10)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}} \quad (5.11)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 120}{1,07} = 2,02 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм² для медного провода.

Сведем проверку остальных ТТ в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Проверка ТТ

Тип	Характеристики ТТ			Расчетные данные		
	Номинальный первичный ток, А	Ударный ток, кА	Термическая стойкость, кА ² ·с	Номинальный первичный ток, А	Ударный ток, кА	Термическая стойкость, кА ² ·с
ТОГФ – 110 – III У1	$I_{1ном} = 600$	$I_{уд} = 160$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1^2 \cdot 1^2 = 400$	$I_{max} = 125,51$	$I_{уд} = 30,93$	$B_K = 140,24$
ТОГФ – 110 – III У1	$I_{1ном} = 200$	$I_{уд} = 160$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1^2 \cdot 1^2 = 400$	$I_{max} = 125,51$	$I_{уд} = 30,93$	$B_K = 140,24$

Данные ТТ загружены меньше, чем в таблице 5.5, так что принимаем стандартное сечение для медных проводов 2,5 мм².

На стороне НН:

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{max} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.12)$$

$$I_{max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1145,54 \text{ А.}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТОЛ – 10 – У2

Все данные сводим в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Расчетные и каталожные данные

Трансформатор тока ТОЛ – 10 – У2	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1145,54 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{y\partial} = 28,05 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1^2 \cdot 1^2 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 5.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩК-120	0,1	-	-
Ваттметр	ЩК-120	0,1	0,1	0,1
Варметр	ЩК-120	0,1	0,1	0,1
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5	0,5	0,5
Итого		0,8	0,7	0,7

Общее сопротивление приборов фаз:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (5.13)$$

$$R_{приб} = \frac{0,8}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{к} \quad (5.14)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Сечение провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (5.15)$$

$$s = \frac{0,018 \cdot 70}{1,07} = 1,18 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм² для медного провода.

Сведем проверку второго трансформатора тока в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Проверка ТТ

Тип	Характеристики ТТ			Расчетные данные		
	Номинальный первичный ток, А	Ударный ток, кА	Термическая стойкость, кА ² ·с	Номинальный первичный ток, А	Ударный ток, кА	Термическая стойкость, кА ² ·с
ТОЛ – 10 – У2	$I_{1ном} = 400$	$I_{уд} = 100$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1^2 \cdot 1^2 = 400$	$I_{max} = 111$	$I_{уд} = 28,05$	$B_{к} = 140,24$

Выбранные ТТ подходят по условиям проверки.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне ВН:

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа ЗНОГ-110-III У1. Проверим данный ТН по нагрузке вторичной обмотки и сведем в таблицу 5.10

Таблица 5.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип прибора	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Ваттметр	ЩМ-120	9	0,9
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	9	0,9
Итого			1,8

Данный трансформатор в классе точности 0,2 имеет номинальную мощность 200 ВА. Таким образом, данный ТН подходит по всем параметрам.

На стороне НН:

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа ЗНОЛП.4-6 У2. Максимальное число устанавливаемых приборов равно 11. Проверим данное количество по нагрузке вторичной обмотки и сведем в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип прибора	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Счетчики активной и реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	11	1,1
Итого			1,1

Данный трансформатор в классе точности 0,2 имеет номинальную мощность 75 ВА. Таким образом, данный ТН подходит по всем параметрам.

5.5 Выбор гибких шин

Произведем расчет на стороне 110 кВ.

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.16)$$

$$I_{\max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51 \text{ A.}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока $j_{эк} = 1 \text{ A/мм}^2$:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{эк}}, \quad (5.17)$$

$$s = \frac{125,51}{1} = 125,51 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС 330/43 с $I_{дон} = 730 \text{ A}$.

Проверяем провода по длительно допустимому току:

$$I_{\max} = 125,51 \text{ A} \leq I_{дл.доп} = 730 \text{ A}$$

« При напряжении 35 кВ и выше необходима проверка по условиям коронирования. Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.18)$$

где: $m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности;
 r_0 – радиус провода, см» [1].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,26}} \right) = 31,46 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.19)$$

« где: D_{cp} = среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см» [1].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D \quad (5.20)$$

« где: D – расстояние между соседними фазами, см» [1].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,26 \cdot \lg \frac{315}{1,26}} = 14,17 \text{ кВ/см.}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% увеличивается. Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, должно выполняться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.21)$$

$$15,72 \text{ кВ/см} \leq 28,31 \text{ кВ/см.}$$

Следовательно, провод АС 330/43 не коронирует и удовлетворяет всем условиям.

Рассчитаем ошиновку на стороне 6 кВ.

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (5.22)$$

$$I_{\max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1145,54 \text{ А.}$$

Выбираем ошиновку 3хАС – 240/39 с $I_{дон} = 1830 \text{ А}$.

Проверим провод на термическую устойчивость при к. з. Так как в ошиновке три провода на фазу, расчетный ток к. з. на один провод составит:

$$I_{кз1} = \frac{I_{кз}}{3}, \quad (5.23)$$

$$I_{кз1} = \frac{11020}{3} = 3673,33 \text{ А.}$$

$$S_{\min} = \frac{I_{кз1}}{C} \cdot \sqrt{t_{ср.з}}, \quad (5.24)$$

« где: $C = 91$ – термический коэффициент при нормальных условиях;
 $t_{ср.з} = 0,5 \text{ с}$ – время срабатывания защиты» [1].

$$S_{\min} = \frac{3673,33}{91} \cdot \sqrt{0,5} = 28,54 \text{ мм}^2 \quad (5.25)$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям.

5.6 Выбор кабелей

Выбираем тип и количество кабелей для электроснабжения потребителей.

Самый наибольший расчетный ток из всех потребителей равен 111 А.

Сечение кабеля, при $j_{\text{ЭК}} = 1,5 \text{ А/мм}^2$, будет равно:

$$s_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{j_{\text{ЭК}}} \quad (5.26)$$

$$s_{\text{э}} = \frac{111}{1,5} = 74 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки ААБл2–6–3х240 с $I_{\text{до}} = 351 \text{ А}$, $\kappa_1 = \kappa_2 = 1$.

Длительно допустимый ток для кабеля:

$$I_{\text{дл.доп}} = \kappa_1 \cdot \kappa_2 \cdot I_{\text{рас}} \quad (5.27)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 351 = 351 \text{ А}$$

Кабель проходит по допустимому току, т. к.:

$$I_{\text{рас}} = 111 \text{ А} \leq I_{\text{дл.доп}} = 351 \text{ А}$$

« Минимальное сечение кабеля по термической устойчивости:

$$s_{\text{min}} = I_{\text{к.з}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{л}}}}{C} \quad (5.28)$$

где: $t_{\text{д}} = 0,8 \text{ с}$ – действительное время отключения; $C = 95$ – постоянное значение для кабелей с алюминиевыми жилами 6 кВ» [1].

$$s_{\text{min}} = 11020 \cdot \frac{\sqrt{0,8}}{95} = 92,8 \text{ мм}^2.$$

$$240 \text{ мм}^2 \geq 92,8 \text{ мм}^2$$

Выбранный кабель термически стойкий и подходит по всем параметрам.

Произведем выбор кабеля для питания ТСН.

Ток на стороне 6 кВ в цепи трансформатора с учетом 5% перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{ном.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.29)$$

$$I_{\max} = \frac{1,05 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 60,62 \text{ A}$$

Выбираем кабель АПВВнг(А) – LS 3(1x185/70-10) с длительно допустимым током $I_{\text{до}} = 364 \text{ A}$. Кабели прокладываются в наземном кабельном лотке (см чертеж 3).

Для данного способа прокладки $K = 0,86$. Тогда:

$$I_{\text{дон}} = K \cdot I_{\text{до}} \quad (5.30)$$

$$I_{\text{дон}} = 0,86 \cdot 364 = 313 \text{ A}$$

Кабель проходит по допустимому току, т. к.:

$$I_{\max} < I_{\text{дон}} \quad (5.31)$$

$$60,62 \text{ A} < 313 \text{ A}$$

Проверяем кабель по максимальному току короткого замыкания из-за тепловых ограничений:

$$I_{\text{дэ}} = \frac{I_{\text{маб}}}{\sqrt{t}} \quad (5.32)$$

$$I_{\text{дэ}} = \frac{17,5}{\sqrt{1,5}} = 14,3 \text{ кА}$$

$$I_{\partial\partial} < I_{n,o}^{(3)} \quad (5.33)$$

$$14,3 \text{ кА} < 11,02 \text{ кА}$$

Условие выполняется. Проверим кабель на не возгорание. При токе к. з. $I_{n,o}^{(3)} = 11,02 \text{ кА}$, температура нагрева в конце короткого замыкания составит $Q_{\kappa} = 86,3^{\circ}\text{C}$, что меньше допустимой температуры нагрева токопроводящей жилы: $86,3^{\circ}\text{C} < 400^{\circ}\text{C}$.

Сечение экрана кабеля выбираем по току двухфазного короткого замыкания на землю, которое равно 9,54 кА.

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (5.34)$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{1,5}} = 0,82$$

Максимальный ток короткого замыкания из-за тепловых ограничений:

$$I_{\partial\partial} = I_{ma\bar{o}} \cdot K \quad (5.35)$$

$$I_{\partial\partial} = 13,4 \cdot 0,82 = 10,9 \text{ кА}$$

$$I_{\partial\partial} > I_{n,o}^{(3)} \quad (5.36)$$

$$10,9 \text{ кА} < 9,54 \text{ кА}$$

Условие выполняется. Выбранный кабель подходит для установки по условиям проверки.

6 Релейная защита

Релейная защита - это самая важная система, надежность и правильная работа которой влияет на электроснабжение потребителей. Однако, независимо от названия (защита), она не может защитить от аварийных режимов. Другими словами, релейная защита не может предотвратить аварийный режим в системе электропитания, но может ограничивать его негативное воздействие на эту систему во времени и в пространстве, то есть ограничивать материальный ущерб, вызванный инцидентом, и не более того. Все упомянутое выше, относится к неповрежденным реле и его правильному функционированию. Однако такое реле, как и любое другое сложное техническое устройство, может выйти из строя. Кроме того, в случае чрезвычайной ситуации неисправное реле не будет ограничивать его влияние на энергосистему во времени и в пространстве. Однако эту ситуацию можно прогнозировать и учитывать вероятность ее возникновения при проектировании релейной защиты энергосистем [9].

Одним из важных устройств является силовой трансформатор. Чтобы предотвратить последствия поломки и вовремя их обнаружить, произведем расчет релейной защиты.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту силового трансформатора.

Таблица 6.1 – Расчет ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		115 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,ср}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,51$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1145,54$

Коэффициент трансформации ТТ	K_I	600/5	2000/5
Схема соединения ТТ, коэф. схемы.	K_{cx}	Δ $\sqrt{3}$	Y 1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_I}$	$\frac{125,51 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 1,81$	$\frac{1145,54 \cdot 5}{2000} = 2,86$
Принятые значения	$I_{ном.ВН}, I_{ном.НН}$	1,8	2,9
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения согласно [19] принят диапазон от 96,5 кВ до 126 кВ. В таком случае середина диапазона равна:

$$\frac{96,5 + (126 - 96,5)}{2} = 111,25 \text{ кВ}$$

Рассчитаем токовую отсечку (ДЗТ – 1).

Относительное значение тока равно:

$$I_{кз.вн.макс*} = \frac{I_{кз}}{I_{ном}} \quad (6.1)$$

$$I_{кз.вн.макс*} = \frac{12150}{125,51} = 96,81 \text{ А}$$

Уставка токовой отсечки равна:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 96,81 = 81,32 \text{ A}$$

Принимаем уставку токовой отсечки равную 82.

Рассчитаем дифференциальную защиту (ДЗТ – 2).

Принимаем базовую уставку ступени равной $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,3 \text{ A}$. Принимаем

$$\Delta f_{\text{добав}} = 0,04.$$

Дифференциальный ток:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (6.2)$$

«где: $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки; $K_{\text{пер}} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; $K_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме» [1].

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) = 0,481 \text{ A}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}), \quad (6.3)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815.$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{100 \cdot I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (6.4)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 0,481}{0,815} = 59.$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\partial 1} \cdot 100}{K_{\text{торм}}}, \quad (6.5)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{59} = 0,51 \text{ A.}$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} = 2 \text{ A.}$$

Уставка блокировки от второй гармоники:

$$\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}} = 0,15 \text{ A.}$$

Рассчитаем сигнализацию небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ–3).

«Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_g} \quad (6.6)$$

где: $K_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки; $K_g = 0,95$ – коэффициент возврата» [1].

«Номинальный ток рекомендовано определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения» [19].

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне ВН:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,81}{0,95} = 2,1 \text{ A.}$$

Расчетное значение уставки перегрузки на стороне НН:

$$I_{с.з.НН} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,86}{0,95} = 3,32 \text{ A.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности. Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}}, \quad (6.7)$$

$$I_{с.з} = 1145,54 \cdot 0,3 = 343,66 \text{ A.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (6.8)$$

$$K_u = \frac{11020}{343,66} = 32.$$

Защита трансформатора достаточно чувствительна.

7 Оперативный ток

На подстанции «Керченская» предлагается использовать постоянный оперативный ток. Система оперативного постоянного тока – это оборудование, состоящее из источников питания, как правило, аккумуляторных батарей, коммутационного, систем управления приводами выключателей, релейной защиты и т. д. Постоянный оперативный ток используется на подстанциях для того, чтобы обеспечить условие ближнего резервирования для устройств РЗА и предотвратить повреждение дорогостоящего оборудования. Именно поэтому предлагается использовать СОПТ.

В качестве аккумуляторных батарей предлагается использовать 2 батареи, состоящие из 104 элементов, типа 12 GroE 300 classic. Данный тип батареи в сравнении с аналогами, способен работать с различными отечественными и импортными зарядно – подзарядными агрегатами, имеет более длительный срок службы в режиме постоянного подзаряда – 25 – 30 лет, надежное обеспечение резкопеременной аварийной нагрузки. Для батареи в здании ОПУ предусматривается отдельное помещение, с системой приточно – вытяжной вентиляции и отоплением. Все элементы аккумуляторной батареи располагаются в 2 ряда на стеллажах, поставляемых в комплект с аккумуляторной батареей.

8 Собственные нужды подстанции

Для электроснабжения подстанции устанавливаются трансформаторы собственных нужд. Выбор ТСН приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Мощность электроприемников

Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС 25 МВА
Шкаф силовой ЗРУ	48,5
Шкаф силовой ОПУ	71
Шкаф АВР АСУ ТП	1,5
Питание обдува силового трансформатора (резерв)	12,2
Питание обдува силового трансформатора (основной)	12,2
Шкаф АВР СДТУ	7,2
Сеть аварийного освещения	2,2
Сварка	18
Питание РПН силового трансформатора	1,1
АВР: освещение ОРУ, ОБР, ППС, ТМ, освещение ячеек	10,4
Освещение и обогрев ОПУ	87,5
Питание ВУ	41
Питание приводов разъединителей 110 кВ	0,75

Обогрев приводов выключателей, разъединителей 110 кВ и шкафов наружной установки	15,8
Питание распределительного щита в ЗРУ 6 кВ	2,24
Итого	331,59

Данный расчет произведен для одной секции шин. Суммарная нагрузка составляет 663,18 кВт.

Мощность трансформатора:

$$S_{номТЧН} = 0,7 \cdot P_{с.н.} \quad (8.1)$$

$$S_{номТЧН} = 0,7 \cdot 663,18 = 464,23$$

Для подстанции принимаем к установке два трансформатора собственных нужд, типа ТМГ21 – 630/6/0,4 У1.

9 Расчет заземления

« Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Для $\tau = 0,04 \text{ с}$, находим $U_{np.дон} = 500 \text{ В}$ » [1].

« Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (9.1)$$

где: $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят однородным, то

$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$; $l_g = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя; $L_2 = 2630 \text{ м}$ – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 5 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями; $S = 6194 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства» [1].

$$K_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 2630}{5 \cdot \sqrt{6194}}\right)^{0,45}} = 0,1$$

« Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (9.2)$$

где: $R_q = 1000 \text{ Ом}$, $R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$, $\rho_{в.с}$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, в данном случае это чернозем, поэтому $\rho_{в.с} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [1].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 20} = 0,97$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон}}{K_{II}} \quad (9.3)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,1} = 5000 \text{ В}$$

что в пределах допустимого (ниже 10 кВ).

« Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} \leq \frac{U_3}{I_3} \quad (9.4)$$

где: I_3 – ток однофазного короткого замыкания, рассчитанный в пункте 4.3» [1].

$$R_{з.дон} = \frac{5000}{12150} = 0,41 \text{ Ом}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{65 \cdot 95} = 78,58 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (9.5)$$

$$m = \frac{2630}{2 \cdot 78,58} - 1 = 15,74$$

Принимаем $m = 16$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (9.6)$$

$$L'_2 = 2 \cdot 78,58 \cdot (16 + 1) = 2671,72 \text{ м}$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (9.7)$$

$$b = \frac{78,58}{16} = 4,91 \text{ м}$$

« Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя» [1].

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии, $\frac{a}{l_6} = 1$:

$$n_{\epsilon} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\epsilon}} \quad (9.8)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{78,58 \cdot 4}{5} = 62,86$$

Принимаем $n_{\epsilon} = 63$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\epsilon} = l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon} \quad (9.9)$$

$$L_{\epsilon} = 5 \cdot 63 = 315 \text{ м}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{78,58} = 0,07 < 0,1$$

Тогда:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \quad (9.10)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,07 = 0,39$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_{\epsilon}} \quad (9.11)$$

$$R_3 = 0,39 \cdot \frac{20}{78,58} + \frac{20}{2630 + 315} = 0,11 \text{ Ом}$$

Полученное значение меньше $R_{3, \text{дон}} = 0,41 \text{ Ом}$, как и должно быть.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (9.12)$$

$$U_{np} = 0,1 \cdot 12150 \cdot 0,11 = 133,65 \text{ В}$$

Что меньше допустимого значения 500 В. Таким образом подсыпка гра-
вием не требуется.

10 Молниезащита

Молниеотвод представляет собой металлический стержень, установленный на конструкции и предназначенный для защиты от удара молнии. Если появляется молния, она будет предпочтительно ударять по стержню и проходить на землю через провод, вместо того, чтобы проходить через конструкцию, где она может вызвать огонь или поражение электрическим током.

Молниеотвод требует подключения к земле для выполнения своей защитной функции. Основной атрибут, свойственный всем громоотводам, состоит в том, что они сделаны из проводящих материалов, таких как медь и алюминий. Медь и ее сплавы являются наиболее распространенными материалами, применяемыми при молниезащите.

Проведем расчет молниезащиты для электрооборудования, находящиеся на территории подстанции. Для этого по [20] выбираем метод двойного стержневого молниеотвода. Надежность защиты 0,99. Самым высоким объектом является портал, высотой 11,35 м. Высота молниеотвода 30,5 м.

Высота конуса:

$$h_0 = 0,8 \cdot h \quad (10.1)$$
$$h_0 = 0,8 \cdot 30,5 = 24,4 \text{ м}$$

Радиус конуса:

$$r_0 = [0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30) \cdot h] \quad (10.2)$$
$$r_0 = [0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (30,5 - 30) \cdot 30,5] = 24,38 \text{ м}$$

Радиус защиты на высоте защищаемого сооружения:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (10.3)$$

$$r_x = \frac{24,38 \cdot (24,40 - 11,35)}{24,40} = 13,04 \text{ м}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами

$$L_{\max} = [4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30) \cdot h] \quad (10.4)$$

$$L_{\max} = [4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3} \cdot (30,5 - 30) \cdot 30,5] = 144,82 \text{ м}$$

Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами:

$$L_c = [2,25 - 0,0107 \cdot (h - 30) \cdot h] \quad (10.5)$$

$$L_c = [2,25 - 0,0107 \cdot (30,5 - 30) \cdot 30,5] = 68,46 \text{ м}$$

Высота средней части двойного стержневого молниеотвода:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0 \quad (10.6)$$

$$h_c = \frac{144,82 - 68,44}{144,82 - 68,46} \cdot 24,40 = 24,40 \text{ м}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_c} \quad (10.7)$$

$$r_{cx} = \frac{24,38 \cdot (24,40 - 11,35)}{24,40} = 13,04 \text{ м}$$

Рассчитаем зону защиты для молниеотводов с разной высотой.

По формуле 10.6 находим h_{c1} и h_{c2} . Далее находим среднюю высоту:

$$h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2} \quad (10.8)$$
$$h_c = \frac{30,03 + 12,92}{2} = 21,47 \text{ м}$$

Для молниеотводов высотой до 30 м, радиус и высота конуса рассчитывается по формуле:

$$r_{01} = h_{01} = 0,8 \cdot h \quad (10.9)$$
$$r_{01} = h_{01} = 0,8 \cdot 19,2 = 15,36 \text{ м}$$

Радиус в центре между двумя молниеотводами:

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2} \quad (10.10)$$
$$r_c = \frac{24,38 + 15,36}{2} = 19,87 \text{ м}$$

Ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами:

$$r_{cx} = \frac{r_c \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (10.11)$$
$$r_{cx} = \frac{19,87 \cdot (21,47 - 11,35)}{21,47} = 9,37 \text{ м}$$

Остальные зоны защиты рассчитываются аналогично. Сведем результаты расчета в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Полученные значения зон молниезащиты.

Молниеотводы	Высота защищаемого сооружения $h_x, м$	Высота молниеотвода $h, м$	Высота конуса $h_0, м$	Радиус конуса $r_0, м$	Радиус защиты на высоте защищаемого объекта $r_x, м$	Максимальное расстояние $L_{max}, м$	Расстояние между молниеотводами $L, м$	Максимальное расстояние до центра между двумя молниеотводами $L_c, м$	Высота средней части $h_c, м$	Ширина горизонтального сечения $r_{cx}, м$
М1-М5	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	65,28	68,46	24,40	13,04
М5-М4	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	86,60	68,46	18,60	9,50
М4-М3	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	63,42	68,46	24,40	13,04
М3-М2	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	62,63	68,46	24,40	13,04
М2-М5	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	93,34	68,46	16,98	8,09
М5-М3	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	91,97	68,46	16,89	7,99
М1-М2	11,35	30,5	24,40	24,38	13,04	144,82	73,04	68,46	22,94	12,32
М1-М6	11,35	30,5-19,2	24,40-15,36	24,38-15,36	13,04 – 4	91,20	50,83	43,20	21,47	9,37
М3-М6	11,35	30,5-19,2	24,40-15,36	24,38-15,36	13,04 - 4	91,20	63,03	43,20	17,58	7,04

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы был описан объект реконструкции, проведен анализ данного объекта, рассчитаны ожидаемые электрические нагрузки и составлен график. Затем осуществлялся выбор типа и числа мощности трансформаторов. По итогу технико-экономического расчета было выявлено, что более экономичным вариантом является установка силового трансформатора ТРДН-25000/110/6. Далее были рассчитаны токи короткого замыкания и оказалось, что самым опасным на стороне ВН является однофазное короткое замыкание, а на НН – трехфазное. После было выбрано высоковольтное оборудование. Сюда входит такое оснащение, как: на высокой стороне высоковольтный элегазовый выключатель марки ВГТ, а на низкой – вакуумный, марки ВВ-тел; разъединители различного типа марки РГП; трансформаторы тока марки ТОГФ и ТОЛ; трансформаторы напряжения марки ЗНОГ и ЗНОЛП; гибкая ошиновка выполнена проводом АС 330/43; для питания потребителей на стороне 6 кВ был выбран кабель марки ААБл2-6-3х240, а для питания ТСН – АП-вВнг(А) – LS 3(1х185/70-10). Далее был проведен расчет микропроцессорной релейной защиты на базе «Сириус-Т» и произведен расчет уставок. Защита оказалась достаточно чувствительна. После был осуществлен расчет общей потребляемой мощности и выбраны два трансформатора собственных нужд марки ТМГ21. Затем выбрана система постоянного оперативного тока на аккумуляторных батареях типа 12 GroE 300 classic, которые имеют длительный срок службы в режиме постоянного подзаряда – 25 – 30 лет. Затем рассчитано заземление с использованием вертикальных и горизонтальных заземлителей и местного грунта. В последнем пункте был произведен расчет молниезащиты по методу двойных стержневых молниеотводов. Новое современное оборудование улучшит качество электроснабжения, исключит риск поражения электрическим током обслуживающего персонала, уменьшит загрязнение окружающей среды и позволит сократить количество аварийных режимов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Ефанов, А. В. Расчет и проектирование электрических подстанций: учеб. пособия для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Ставрополь. : АГРУС, 2014. 70 с.
2. Электроэнергетика. URL – <http://forca.ru/sprav-ka/spravka/osnovnye-danye-dvuhobmotochnyh-transformatorov.html> (дата обращения 04.03.2018)
3. Электроэнергетика. URL – <http://forca.ru/v/catid, 4/> (дата обращения 04.03.2018).
4. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 448 с.
5. Ф.Р. Исмагилов, Р.Г. Шакиров, Н.К. Потапчук и др. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач: учеб. пособие. М. : Машиностроение, 2015. 212 с.
6. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Электромеханические переходные процессы: учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 154 с.
7. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J., Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System [Text] : Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol. 6, No. 5, 2016. p. 1130-1132
8. Miele N. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals: LEED AP PACS Industries, 2015. 85 p.
9. Gurevich V. Device of protection of relay protection. Scientific Journal of Electrical Engineering. June 2013, Vol. 3 Iss. 3, p. 52-57. – URL : http://www.gurevic-publications.com/articles_pdf/device_protection_rel_prot_engl.-pdf (дата обращения: 10.02.2018).
10. Petkova. N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers: TEM Journal, Vol. 4, No. 2, 2015. p. 125-129

11. Fofana I., Hajaj Y. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers: Canada: Université du Québec à Chicoutimi, 2016. 26 p.
12. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality Analysis: International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 5, 2017.
13. Zabihinejad A., Viarouge P. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid Model: International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017.
14. Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping: International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017.
15. Haijun X., Qi Z. A New Method for Setting Calculation Sequence of Directional Relay Protection in Multi-Loop Networks: International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 17, No. 4, 2016.
16. Морозова, Н.Ю. Электротехника и электроника. М. : Академия, 2013. 288 с.
17. Эрнст А. Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учеб. пособие. Нижневартонск.: издательство НГГУ, 2012. 86
18. Коробов Г.В., Картавец В.В., Черемисинова Н.А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учеб. пособие СПб. : Лань, 2014. 192 с.
19. Расчет релейной защиты и уставок. URL – http://www.studmed.ru/rekomendacii-po-vyboru-ustavok-zaschity-transformatorov-sirius-t-sirius-t3_dd30d198f-e1.html (дата обращения 10.04.2018).
20. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М. : Издательство МЭИ, 2004. 41 с.