

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции
35/6 кВ «Ива (НТЭС)

Студент

Д.М. Магдеев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе бакалавра выполнен расчет электрической части понизительной подстанции «Ива» напряжением 35/6 кВ. Расчет электрической части выполнен с целью проведения реконструкции подстанции. Данная подстанция требует замены оборудования, в частности силовых трансформаторов, которые исчерпали свой эксплуатационный ресурс. Замена силовых трансформаторов выполнена на основании проведенного технико-экономического сравнения двух вариантов установки силовых трансформаторов. В результате выполненного технико-экономического сравнения к установке приняты два силовых трансформатора типа ТДН 10000/35/6 кВ. Замена силовых трансформаторов потребовала комплексной замены всего оборудования подстанции. Поэтому в работе выполнен расчет токов короткого замыкания с учетом, величины которых выбрано все высоковольтное оборудование. Выбраны высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд. Для защиты территории подстанции от ударов молнии принято к установке 4 молниеотвода типа СМ-20. Для безопасного функционирования подстанции выполнен расчет контура заземления, который удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Пояснительная записка выполнена на 51 листах формата А4, содержит 11 таблиц, 6 рисунков. Список использованных источников представлен 20 наименованиями литературы, пять из которых на иностранном языке. Графическая часть работы выполнена на шести листах формата А1.

ABSTRACT

The bachelors' thesis theme is: The retrofit of substation "Iva" equipment with a voltage classes 35 kV and 6 kV. The main goal of the work is: to increase the install substation capacity and made the customers power supply more efficient.

To achieve the goal were solved three main problems. In the first section was solved the first problem. The first section consists of analysis of substation and its equipment. The second section of the thesis devoted to solving the second problem. To solve the second problem the electrical loads and its future raising were calculated. The results of calculation were used for choosing the power transformers type and capacity. So two power transformers with a 10 MVA capacity were chosen for installing.

As a result the third problem was solved in the sections from third to eighth. The short circuit currents were calculated after the installing the new power transformers. The level of the short circuit currents raised, so were chosen a high voltage equipment. Were chosen: high voltage switchgears, high voltage disconnecting devices, current transformers, voltage transformers, auxiliary service transformers, and digital relay protection terminals. To protect the substation from lightings the lightning-discharge protection was designed in the eighth section of the thesis. The grounding system for the substation was designed in the seventh section.

The result of the work is a project for substation "Iva" retrofit. The project was made according to the standards and modern substation design features.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Анализ объекта реконструкции	8
1.1 Расчет нагрузок подстанции	8
1.2 Вывод по разделу 1	9
2 Определение перспективы роста нагрузок подстанции и выбор силовых трансформаторов	10
2.1 Расчет для трансформаторов ТДН-10000	11
2.2 Расчет для трансформаторов ТДН-16000	15
2.3 Выводы по разделу 2.....	18
3 Токи короткого замыкания подстанции после реконструкции.....	19
3.1 Симметричные токи короткого замыкания.....	19
3.2 Несимметричные токи короткого замыкания	22
3.3 Выводы по разделу 3.....	25
4 Электрооборудование подстанции после реконструкции	26
4.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ	26
4.2 Выбор высоковольтных разъединителей 35 кВ.....	27
4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока	28
4.4 Выбор гибких шин для открытого распределительного устройства 35 кВ	30
4.5 Выбор высоковольтных выключателей 6 кВ	30
4.6 Выбор трансформаторов тока 6 кВ	32
4.7 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ.....	32
4.8 Выбор гибких шин на стороне 10 кВ	33
4.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений	33
4.10 Выводы по разделу 4.....	33
5 Релейная защита подстанции	34
5.1 Расчет ДЗТ	34
5.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2).....	37

5.3 Выводы по разделу 5.....	39
6 Собственные нужды подстанции	40
6.1 Расчет мощности потребителей собственных нужд.....	40
6.2 Выводы по разделу 6.....	41
7 Расчет заземления подстанции	42
7.1 Расчет системы заземления.....	42
7.2 Выводы по разделу 7.....	45
8 Расчет молниезащиты подстанции.....	46
8.1 Определение параметров системы молниезащиты	46
8.2 Выводы по разделу 8.....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	50

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы состоят из объектов, к которым относятся электрические станции, подстанции, линии электропередачи. Основная особенность функционирования электроэнергетических систем является одновременность процессов выработки, передачи и потребления электрической энергии. Основной задачей функционирования электроэнергетических систем является снабжение потребителей электрической энергией. Потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия, городские объекты, объекты сельскохозяйственного назначения, объекты добывающих отраслей и т.д. Различные потребители имеют свои особенности и характеристики, которые обуславливают требования к электроснабжению.

Основным требованием к электроснабжению потребителей является обеспечение его надёжности. Надёжность электроснабжения потребителей определяется его категорией. Которые могут варьироваться, согласно правилам устройства электроустановок от первой до третьей категории, где к первой категории относятся потребители перерыв в электроснабжении которых не допустим. Однако, требуется также принимать во внимание и тот факт, что некоторые потребители подключены к распределительным сетям, в которых большая часть оборудования уже исчерпало свой эксплуатационный ресурс и его последующая эксплуатация может повлечь за собой возможность возникновения серьезных аварийных ситуаций с масштабным повреждением дорогостоящего оборудования. Другой проблемой эксплуатации устаревшего оборудования является отсутствие возможности присоединения новых потребителей, что в свою очередь, серьезно сказывается на темпах экономического развития как отдельных регионов или районов, так и страны в целом. Поэтому своевременная замена и модернизация оборудования, выработавшего свой нормативный срок эксплуатации можно назвать инвестициями в развитие экономики и народного хозяйства страны. Поэтому

актуальность выпускной квалификационной работы направленной на разработку проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции достаточно высока. Кроме того, использование современных методик инженерного проектирования, а также учет всех технических и нормативных требований ПАО «Россети» позволит повысить актуальность разработанного проекта с точки зрения практической значимости.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение установленной мощности понизительной подстанции для присоединения новых потребителей.

При этом, достижение цели выпускной квалификационной работы повлечет за собой и повышение надежности и качества электроснабжения потребителей уже подключенных к данной подстанции.

Для достижения поставленной цели в рамках выполнения выпускной квалификационной работы необходимо будет решить следующие задачи:

1. Провести анализ текущего состояния объекта и определить перспективы роста нагрузок.
2. Определить перечень оборудования, предлагаемого для установки на подстанции при выполнении ее реконструкции
3. Выполнить расчет системы заземления и молниезащиты объекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо рассматривать современное оборудование, которое удовлетворяет критериям выбора и рекомендуется к установке нормативно-техническими актами и стандартами организации ПАО «Россети».

1 Анализ объекта реконструкции

1.1 Расчет нагрузок подстанции

Подстанция 35/6 кВ «Ива» введена в эксплуатацию в 1985 году. Подстанция расположена в Свердловской области. Нагрузками подстанции являются промышленные и коммунальные потребители. Основная проблема – это нехватка мощности для подключения новых потребителей и возможность аварийных ситуаций на подстанции из-за морального и физического износа оборудования.

В настоящее время на подстанции «Ива» установлено устаревшее оборудование: выключатели ВМКЭ–35А 16/1000 У1 на высокой стороне и ВММ–10–630–10 У2 на низкой стороне, также трансформаторы тока на ТЛК–35 УХЛ2 на стороне ВН и ТЛК–10–1 У2 на стороне НН, трансформаторы напряжения на ВН - ЗОМ–1/35–72 У1, на НН - ЗНОЛ.09–10.02 У2, разъединители РВ–35/1000 У3 на стороне ВН.

Мощность потребителей подключенных к ПС «Ива» составляет $S_{\text{сущ}}^{\text{ПС}} = 6,95$ МВА. Коэффициент загрузки подстанции составляет $k_z = 0,55$.

Значение коэффициента загрузки 0,55 является удовлетворительным и не превышает значения номинального коэффициента загрузки равного 0,7 установленного для трансформаторов двух трансформаторной подстанции.

Однако в районе, питаемом подстанцией «Ива» планируется строительство новых коммунально-бытовых объектов и жилого района. При этом требуемую мощность, для питания строящихся объектов должна обеспечивать рассматриваемая подстанция. Принимая во внимание, что срок эксплуатации силовых трансформаторов на подстанции превысил нормируемый – 30 лет, необходимо провести реконструкцию подстанции с увеличением трансформаторной мощности.

Для определения расчетной мощности подстанции, определим перспективы роста мощности питаемого района, для этого составим таблицу 1, куда занесем все данные.

Таблица 1 – Оценка перспективы роста мощности

№ п/п	Потребитель	до 2027 г.			На 2023 г.		
		Население (тыс. чел.)	$P_{уд}$ (кВт/чел.)	P_{Σ} (МВт)	Население (тыс. чел.)	$P_{уд}$ (кВт/чел.)	P_{Σ} (МВт)
1.	Коммунально-бытовые потребители	2,7	0,63	1,7	1,38	0,49	0,67
	Индивидуальная	0,8	0,65	0,582	0,29	0,49	0,138
	Многоэтажная	1,4	0,65	0,979	1,08	0,49	0,531
	Малозэтажная	0,88	0,65	0,575	-	-	-
	Средняя по этажам	0,45	0,6	0,330	-	-	-
2.	Промышленные потребители	-	-	1,38	-	-	1,09
3.	Неучтенные нагрузки и потери в сетях			1,025			0,73
Итого:				5,941			1,82

1.2 Вывод по разделу 1

Таким образом нагрузка на перспективу развития питаемого района к 2027 году составит 7,761 МВт. С учетом стандартного значения коэффициента мощности получим, что полная мощность перспективной нагрузки составит 8,63 МВА.

2 Определение перспективы роста нагрузок подстанции и выбор силовых трансформаторов

Определим максимальную мощность подстанции с учетом перспективы роста нагрузок:

$$S_{max}^{ПС} = S_{план}^{ПС} + S_{сущ}^{ПС} = 8,63 + 6,95 = 15,58 \text{ МВА}, \quad (1)$$

где $S_{план}^{ПС}$ – планируемая мощность, принята равной 8,63 МВА;

$S_{сущ}^{ПС}$ – текущая загрузка подстанции, принята равной 6,95 МВА.

Определим активную нагрузку подстанции с учетом стандартного значения коэффициента мощности для сетей 35 кВ принятый согласно [1] равным 0,9:

$$P_{max}^{ПС} = S_{max}^{ПС} \cdot \cos \varphi = 15,58 \cdot 0,9 = 14 \text{ МВт}, \quad (2)$$

На рисунке 1 представлен годовой упорядоченный график нагрузки подстанции. Форма графика полной мощности идентична форме графика активной мощности, поэтому используя продолжительность ступени графика и определим эклектическую энергию, потребляемую на подстанции:

$$W_{ПС} = 14 \cdot (1 \cdot 0,75 + 0,9 \cdot 2,25 + 0,63 + 0,4 \cdot 2,0 + 0,3 \cdot 0,76) \cdot 10^3 \quad (3)$$

$$W_{ПС} = 87290 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Годовая продолжительность максимума нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{max}^{ПС}} = \frac{87290}{14} = 6235 \text{ ч}. \quad (4)$$

Коэффициент заполнения графика:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6235}{8760} = 0,71. \quad (5)$$

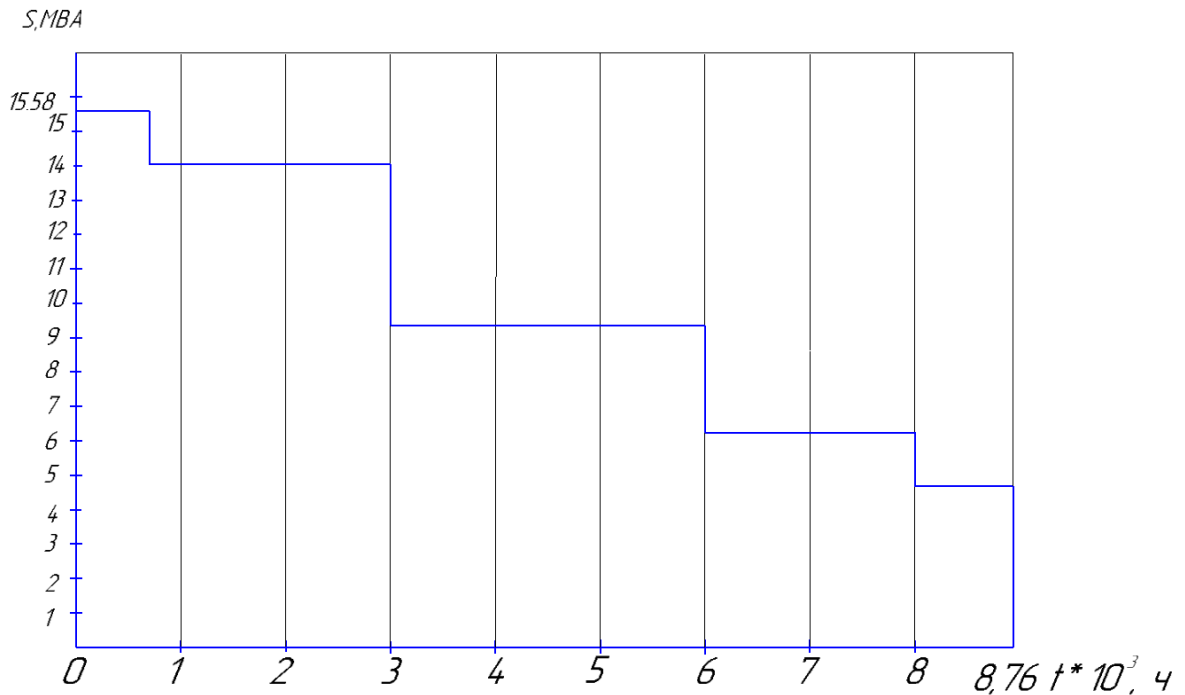


Рисунок 1 – График годовой нагрузки

Требуемая мощность силового трансформатора: $S_T \geq 0,7 \cdot 15,58 = 10,9$ МВА.

Выберем трансформаторы мощностью ТДН 10 МВА и трансформатор мощностью ТДН 16 МВА. Критерием выбора оптимального варианта будет минимум приведенных затрат.

2.1 Расчет для трансформаторов ТДН-10000

Исходные данные для расчета:

$$S_{ном.Т} = 10 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{XX} = 11 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{КЗ} = 65 \text{ кВт}$$

$$U_{КЗ, \%} = 7,5\%$$

$$i_{XX, \%} = 0,8\%$$

Коэффициенты загрузки:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}} = \frac{10900}{10000} = 1,09. \quad (6)$$

Потери реактивной мощности:

$$Q_X = \frac{i_{XX, \%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100} = \frac{0,80 \cdot 10000}{100} = 80 \text{ кВар}. \quad (7)$$

Приведенные в режиме холостого хода:

$$P'_x = \Delta P_K + \kappa_{ип} \cdot Q_X, \quad (8)$$
$$P'_x = 11 + 0,05 \cdot 80 = 15 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности для режима короткого замыкания:

$$Q_K = \frac{U_{КЗ} \% \cdot S_{НОМ.Т}}{100} = \frac{7,5 \cdot 10000}{100} = 750 \text{ кВар}. \quad (9)$$

Приведенные потери мощности для режима короткого замыкания:

$$P'_X = \Delta P_K + \kappa_{ип} \cdot Q_K = 65 + 0,05 \cdot 750 = 102,5 \text{ кВт}. \quad (10)$$

Итоговое значение приведённых потерь:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_K = 15 + 1,55^2 \cdot 102,5 = 261,25 \text{ кВт}. \quad (11)$$

«Коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения двухобмоточного трансформатора определяется по выражению» [12]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}} \quad (12)$$

Для первой ступени годового графика:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{15580}{10000} = 1,55 \quad (13)$$

Потери электрической энергии на подстанции определяются по выражению [12]:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{к.в.}i} + \Delta W_{\text{х.}i} = \sum \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 + \sum n_1 \cdot P'_X \cdot T_1, \quad (14)$$

«где n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, причем определенные с учетом значения экономической нагрузки $S_{\text{э.пс}}$ » [12];

$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}}$ коэффициент загрузки трансформатора;

T_i – длительность ступени годового графика, по рисунку 1.

Для первой ступени годового графика получим:

$$\Delta W_{\text{х1}} = n_1 \cdot P'_X \cdot T_1 = 2 \cdot 15 \cdot 750 = 22500 \quad (15)$$

$$\Delta W_{\text{xb1}} = \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 = \frac{1}{2} \cdot 102,5 \cdot 1,55^2 \cdot 750 = 92346 \text{ кВт.ч} \quad (16)$$

Экономическая мощность подстанции:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (17)$$

«где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n – количество трансформаторов;

P'_x – приведенные потери ХХ;

P'_k – приведенные потери КЗ» [12].

Для трансформаторов ТДН 10000 получим:

$$S_{\text{Э.ПС}} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{15}{102,5}} = 5,4 \text{ МВА} \quad (18)$$

Результаты дальнейших расчетов выполним в виде таблицы 2.

Таблица 2 – Расчет потерь для варианта с ТДН 10000

i	S_{B_i} , МВА	n_i	T_i , ч.	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{з.вi}$	$\Delta W_{к.вi}$, кВт·ч
1	15,58	2	750	22500	1,55	92346
2	14,02	2	2250	67500	1,4	226012
3	9,34	2	3000	90000	0,93	132978
4	6,23	2	2000	60000	0,62	39401
5	4,67	1	760	11400	0,46	16483
				$\sum \Delta W_x = 251400$		$\sum \Delta W_{к.в} = 507220$
				$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к.в} = 758620$		

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$И_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3 = 758620 \cdot 0,93 = 707712 \frac{\text{руб}}{\text{кВт·ч}} \quad (19)$$

где C_3 – стоимость 1 кВт·ч электрической энергии.

Капитальные затраты на сооружение подстанции с учетом стоимости силовых трансформаторов: $K = 12500000$ руб, $P_{\text{сум}} = 0,094$, $E_n = 0,15$.

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 12500000 = 1175000 \text{ руб.} \quad (20)$$

$$I = I_0 + I_{\text{э}} = 1175000 + 707712 = 1882712 \text{ руб.} \quad (21)$$

$$Z_{\text{нр1}} = E_n \cdot K + I = 0,15 \cdot 12500000 + 1882712 = 3757712 \text{ руб.} \quad (22)$$

Полученное значение приведенных затрат сравним со значением для трансформатора ТДН 16000.

2.2 Расчет для трансформаторов ТДН-16000

Исходные данные:

$$S_{\text{ном.Т}} = 16 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{\text{ХХ}} = 16 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 90 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{КЗ, \%}} = 8\%$$

$$i_{\text{ХХ, \%}} = 0,6\%$$

Потери реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{i_{\text{ХХ, \%}} \cdot S_{\text{ном.Т}}}{100} = \frac{0,60 \cdot 16000}{100} = 96 \text{ кВар.} \quad (23)$$

Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода (потери в стали):

$$P'_x = \Delta P_{\text{ХХ}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_x = 16 + 0,05 \cdot 96 = 20,8 \text{ кВт.} \quad (24)$$

Потери реактивной мощности режима короткого замыкания:

$$Q_K = \frac{U_{K3} \% \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{8 \cdot 16000}{100} = 1280 \text{ кВар.} \quad (25)$$

Приведенные потери в режиме короткого замыкания (потери в меди).

$$P'_K = \Delta P_{K3} + \kappa_{\text{ип}} \cdot Q_K = 90 + 0,05 \cdot 1280 = 154 \text{ кВт.} \quad (26)$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_{XX} + k_3^2 \cdot P'_{K3} = 20,8 + 0,97^2 \cdot 154 = 165,69 \text{ кВт} \quad (27)$$

Коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{15580}{16000} = 0,97 \quad (28)$$

Потери электрической энергии на подстанции определяются по выражению [12]:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{\text{к.в.}i} + \Delta W_{\text{х.и}} = \sum \frac{1}{n} \cdot P'_K \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 + \sum n_1 \cdot P'_X \cdot T_1 \quad (29)$$

«где n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, причем определенные с учетом значения экономической нагрузки $S_{\text{э.пс}}$ » [12];

$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}$ коэффициенты трансформатора;

T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика.

Для первой ступени годового графика нагрузок:

$$\Delta W_{\text{х1}} = n_1 \cdot P'_X \cdot T_1 = 2 \cdot 20,8 \cdot 750 = 31200 \text{ кВт.ч} \quad (30)$$

$$\Delta W_{\text{xb1}} = \frac{1}{n} \cdot P'_K \cdot k_{31}^2 \cdot T_1 = \frac{1}{2} \cdot 154 \cdot 0,97^2 \cdot 750 = 54336 \text{ кВт.ч} \quad (31)$$

Экономическая мощность для варианта с трансформатором ТДН 16000:

$$S_{\text{э.пс}} = 16 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{20,8}{154}} = 8,31 \text{ МВА}$$

Расчет выполним по аналогии варианта с двумя трансформаторами ТДН 10000. Результаты внесем в таблицу 3.

Таблица 3 – Потери для варианта с трансформаторами ТДН-16000

i	$S_{B_i}, \text{МВА}$	n_i	$T_i,$ ч.	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{3,6i}$	$\Delta W_{к.6i},$ кВт·ч
1	15,58	2	750	31200	0,97	54336
2	14,02	2	2250	93600	0,87	131132
3	9,34	2	3000	124800	0,58	79726
4	6,23	1	2000	41600	0,39	48063
5	4,67	1	760	15808	0,29	10098
				$\sum \Delta W_x = 307008$		$\sum \Delta W_{к.6} = 323353$
				$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_x + \sum \Delta W_{к.6} = 630361$		

Стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$И_э = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_э = 630361 \cdot 0,93 = 586253 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad (32)$$

Капитальные затраты на сооружение подстанции с учетом стоимости силовых трансформаторов:

$$K = 18000000 \text{ руб}$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094$$

$$И_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 1800000 = 1692000 \text{ руб}$$

$$И = И_0 + И_э = 1692000 + 586253 = 2278253 \text{ руб.} \quad (33)$$

$$E_n = 0,15$$

$$Z_{\text{пр}2} = E_n \cdot K + И = 0,15 \cdot 18000000 + 2278253 = 4978253 \text{руб} \quad (34)$$

$$Z_{\text{пр}2} > Z_{\text{пр}1}$$

$$4978253 \text{руб} > 3757712 \text{руб}$$

Таким образом к установке на подстанции принимаем два силовых трансформатора марки ТДН 10000.

2.3 Выводы по разделу 2

1. Определены два варианта установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции.
2. Выполнен технико-экономический расчет для двух вариантов установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции.
3. Проведенный анализ значений технико-экономического расчета показал, что оптимальным вариантом установки на подстанции является вариант с двумя силовыми трансформаторами марки ТДН 10000, так как стоимость приведенных затрат для данного варианта оказалась ниже.

3 Токи короткого замыкания подстанции после реконструкции

Короткое замыкание является аварийным событием, для ликвидации которого, на объектах электросетевого комплекса, устанавливаются устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). Получив сигнал о превышении тока в защищаемой цепи, оно подает сигнал на отключение. Отключение аварийного участка выполняется выключателями. Выключатель имеет паспортное значение отключающей способности и термической стойкости. Поэтому при проектировании подстанции, выборе оборудования и расчете системы релейной защиты и автоматики раздел расчета токов короткого замыкания является основным и требующим детальной проработки. Для выбора оборудования, расчета уставок РЗ и А, а также для расчета системы заземления необходимо определить, как симметричные токи КЗ, так и несимметричные.

3.1 Симметричные токи короткого замыкания

Составим расчетную схему, представленную на рисунке 3. Данная схема учитывает, что силовые трансформаторы на подстанции работают не параллельно, питающие линии также не включены на параллельную работу. Это допущение позволяет выбрать электрические аппараты для наиболее характерного режима и не выбирать аппараты с большим запасом по отключающей способности. Расчётные точки на схеме расставлены по сторонам напряжения: К1 на стороне ВН, К2 на стороне НН.

Далее, на основании расчетной схемы (рисунок 3) строится эквивалентная схема замещения, представленная на рисунке 4.

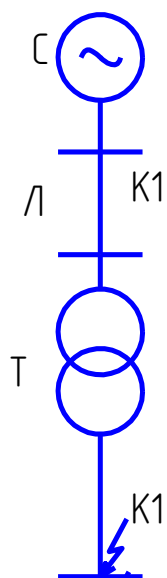


Рисунок 2 – Расчетная схема электроустановки

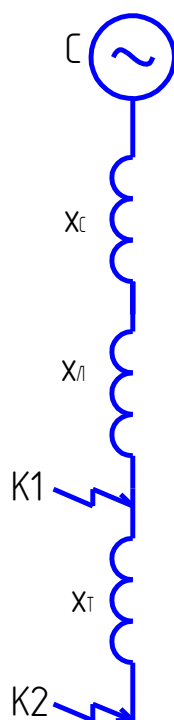


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения

Для определения токов короткого замыкания на первом этапе определим параметры схемы замещения.

Исходные данные для расчета:

1. Базисная мощность и ЭДС: $S_{\sigma} = 1000$ МВА, $E_{\sigma,c}'' = 1$.
2. Длина питающей линии: 10 км;

3. Мощность короткого замыкания, задается системой: 5000 МВА.

Используя исходные данные выполним расчет параметров схемы замещения.

Определим сопротивления всех элементов согласно схемы рисунок 4:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2, \quad (35)$$

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{к.н1} \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{7,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 7,5, \quad (36)$$

$$x_{*б,КЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 2,92. \quad (37)$$

Определим симметричные (трехфазные) токи КЗ в расчетной точке К1:

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,КЛ} = 2 + 2,92 = 4,92 \quad (38)$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА} \quad (39)$$

Начальное значение периодической:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{4,92} \cdot 15,6 = 3,17 \text{ кА} \quad (40)$$

Ударный ток с учетом ударного коэффициента $k_{уд} = 1,8$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot 1,8 = 8,06 \text{ кА} \quad (41)$$

Результирующее сопротивление до расчетной точки К2:

$$x_{*рез2(б)} = x_{*рез1(б)} + x_{*б,ТВ} = 4,92 + 7,5 = 12,42 \quad (42)$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА} \quad (43)$$

Начальное значение периодической составляющей:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{12,42} \cdot 55 = 4,42 \text{ кА} \quad (44)$$

Ударный ток с учетом ударного коэффициента $k_{уд} = 1,9$:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot 1,9 = 11,87 \text{ кА} \quad (45)$$

3.2 Несимметричные токи короткого замыкания

Для расчета несимметричных токов КЗ нужно составить схемы прямой, обратной (рисунок 5) и нулевой последовательностей.

Схема соединения обмоток силового трансформатора на проектируемой подстанции с высоким напряжением 35 кВ является звезда/треугольник. Так как схема замещения нулевой последовательности составляется с учетом заземленных обмоток, то расчётная схема замещения нулевой последовательности может быть составлена только для расчетной точки К1. Без учета силового трансформатора. Схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К1 представлена на рисунке 6.

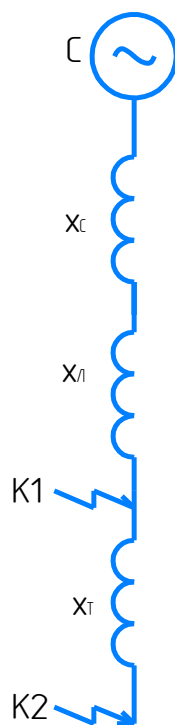


Рисунок 4 – Схема прямой и обратной последовательностей

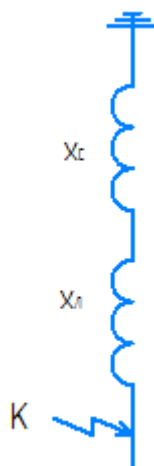


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивлений прямой и обратной последовательности до расчетной точки K1:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 4,92$$

Сопротивления схемы нулевой последовательности до точки K1:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*6,c} + x_{*6,l})}{x_{*6,c} + x_{*6,l}} = \frac{(0,2 + 2,92)}{0,2 + 2,92} = 1 \quad (46)$$

Начальное значение периодической составляющей однофазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{3}{4,92 + 4,92 + 1} \cdot 15,6 = 4,31 \text{ кА} \quad (47)$$

Начальное значение периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{4,92 + 4,92} \cdot 15,6 = 2,74 \text{ кА} \quad (48)$$

Начальное значение периодической составляющей двухфазного КЗ на землю:

$$I_{п,0}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6 \quad (49)$$

$$I_{п,0}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{4,92 \cdot 1}{(4,92 + 1)^2}} \cdot \frac{1}{4,92 + \frac{4,92 \cdot 1}{4,92 + 1}} \cdot 15,6 = 4,35 \text{ кА}$$

Определим ударные токи.

Ударный ток однофазного КЗ:

$$i_{уд}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,31 \cdot 1,8 = 10,97 \text{ кА} \quad (50)$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,74 \cdot 1,8 = 6,97 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю:

$$i_{уд}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(1,1)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,35 \cdot 1,8 = 11,07 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных токов короткого замыкания для расчетной точки К2. Сопротивление схемы нулевой последовательности для рассматриваемой точки К2 будет стремиться к бесконечности, так как нет заземленных обмоток. Поэтому на стороне НН расчет двухфазного КЗ на землю и однофазного КЗ не выполняется. Выполним расчет только для двухфазного КЗ.

Сопротивления прямой и обратной последовательностей до расчетной точки К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 12,42$$

Начальное значение периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{12,42 + 12,42} \cdot 55 = 3,83 \text{ кА} \quad (51)$$

Ударный ток:

$$i_{уд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(2)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,83 \cdot 1,92 = 10,39 \text{ кА} \quad (52)$$

3.3 Выводы по разделу 3

1. Составлена расчетная схема и схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания соответственно.

2. Выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, результаты которого, будут использованы в разделе 4 выпускной квалификационной работы.

4 Электрооборудование подстанции после реконструкции

В данном разделе необходимо рассчитать параметры оборудования и по этим параметрам определить требуемые виды оборудования. Для установки на подстанции выберем: высоковольтные выключатели на стороне ВН и НН, разъединители на стороне ВН, трансформаторы тока на стороне ВН и НН, измерительные трансформаторы напряжения на стороне НН.

4.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ

Максимальное значение тока с учетом допустимой сорокапроцентной аварийной перегрузки:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{T,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 \text{ А} \quad (53)$$

Термический импульс:

$$B_k = I_{\phi}^{(1.3)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,17^2 \cdot (0,04 + 0,15) = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (54)$$

где $t_{откл.в}$ – собственное время отключения выключателя.

Полное время отключения выключателя с учетом времени действия РЗА:

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \quad (55)$$

где $t_{с.в}$ - собственное время отключения выключателя

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты.

Значение тока апериодической составляющей в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{(1.3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 3,21 \text{ кА} \quad (56)$$

Выберем элегазовый выключатель ВР35НТ УХЛ1, результаты выбора и сравнения паспортных и расчетных значений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор выключателя ВР35НТ

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{\phi}^{(1.3)} = 3,17 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 3,21 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{\phi}^{(1.3)} + I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,17 + 3,21 = 7,69 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{нор}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 49,5 \text{ кА}$
$I_{y\partial}^{(1.3)} = 8,06 \text{ кА}$	$i_{н.р.с} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 1,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2 Выбор высоковольтных разъединителей 35 кВ

Для выбора разъединителя нет необходимости рассчитывать дополнительные расчетные параметры. Все необходимые значения были определены в п.4.1 выпускной квалификационной работы. Для выбора варианта установки разъединяете составим таблицу 5.

Для установки на подстанции выберем разъединитель типа РНДЗ. Для установки на ОРУ 35 кВ необходимо использовать разъединитель типа РНДЗ-2-35/1000 в цепи линии и в цепи не автоматической ремонтной перемычки, а также разъединитель типа РНДЗ-1-35/1000 с одним заземляющим ножом устанавливаемый в цепи силового трансформатора.

Таблица 5 – Выбор разъединителя РНДЗ-35

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{ном.сети} = 35кВ$	$U_{ном} = 35 кВ$
$I_{ном.дл.} = 218,72 А$	$I_{ном} = 1000 А$
$I_{n,0}^{(1)} = 3,17 кА$	$I_{n,pc} = 31,5кА$
$i_{y\delta} = 8,06 кА$	$i_{n,pc} = 80кА$
$B_k = 1,9кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8кА^2 \cdot с$

4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока

Значение максимального тока в цепи:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218,72 А. \quad (57)$$

$$B_k = I_{\phi}^{(1.3)2} \cdot (t_{откл} + t_T + T_a) = 3,17^2 \cdot (0,04 + 3 + 0,15) = 32,05 кА^2 \cdot с. \quad (58)$$

где $t_T = 3с$ - время протекания тока термической стойкости, по паспортным данным

Проверим на возможность установки трансформатора тока типа ТОЛ-СЭЩ-35.

Таблица 6 – Выбор измерительного трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35кВ$	$U_{ном} = 35кВ$
$I_{max} = 218,72 А$	$I_{1ном} = 400 А$
$I_{y\delta}^{(1.3)} = 11,87 кА$	$I_{y\delta} = 100 кА$
$B_k = 32,05кА^2 \cdot с$	$K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = 15^2 \cdot 0,4^2 \cdot 3 = 40кА^2 \cdot с$

Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ-35 400/5 подходит для установки на подстанции.

Определим вторичную нагрузку измерительного трансформатора тока. Расчет нагрузки представлен в таблице 7. В таблице 7 необходимо учесть установку требуемых измерительных приборов.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка измерительного трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	0,5	0,5	0,5
		0,5	0,5	0,5
ИТОГО:		0,5	0,5	0,5

Примем: $R_k = 0,1$ Ом – сопротивление контактов; $Z_{2ном} = 1,2$ Ом – сопротивление вторичной нагрузки. Тогда сопротивления приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом} \quad (59)$$

Сопротивление проводов для подключения приборов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2ном} - R_k - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом} \quad (60)$$

Длину соединительных проводов с медными жилами примем 40 м. Требуемое сечение провода для подключения измерительных приборов сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,08} = 0,648 \text{ мм}^2 \quad (61)$$

Выбираем медный провод МРП сечением $2,5 \text{ мм}^2$ (Провод медный одножильный с резиновой изоляцией и оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной парафином).

4.4 Выбор гибких шин для открытого распределительного устройства 35 кВ

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока.

Экономическая плотность тока:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15,58 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 243,11 \text{ кА} \quad (62)$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{243,11}{1} = 243,11 \text{ мм}^2 \quad (63)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, согласно [ПУЭ] и T_{max} определенному в п.1.

Производим проверку провода марки АС – 70/11 по длительно допустимому току: $I_{\text{дл.доп}} = 390 \text{ А}$.

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 218,72 \quad (64)$$

$$I_{\text{max}} = 218,72 \text{ А} < I_{\text{дл.доп}} = 265 \text{ А}$$

Принимаем к установке сталеалюминевый провод марки АС – 70/11.

4.5 Выбор высоковольтных выключателей 6 кВ

Выберем и проверим выключатель марки ВВ/TEL-10-20/1600 У2

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4 = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 1,4 = 917,515 \text{ А}, \quad (65)$$

$$B_{\text{к}} = \left(I_{n,0}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}} + T_a) = 4,42^2 \cdot (0,07 + 0,025 + 0,15) \quad (66)$$
$$= 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{откл.в}$ – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,070 + 0,015 = 0,085$$

где $t_{с.в}$ - собственное время срабатывания выключателя

$t_{р.з}$ - время срабатывания релейной защиты

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\phi}^{(1.3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,17 \cdot e^{-\frac{0,085}{0,15}} = 3,57 \text{ кА} \quad (67)$$

Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2 удовлетворяет условиям выбора.

Таблица 8 – Выбор выключателя ВВ/TEL–10

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{ном. сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 917,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{n,0}^{(2)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{откл. ном.} = 20 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 3,57 \text{ кА}$	$i_{\alpha,ном} = (\sqrt{2} \beta_{нор} \cdot 0,01) \cdot I_{откл. ном.}$ $i_{\alpha,ном} = (\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,01) \cdot 20 = 5,64 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,42 + 3,57 =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(2)} + i_{\alpha,\tau} = 9,82 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл. ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 11,87 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 51 \text{ кА}$
$B_{к} = 4,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Принимаем к установке выключатель марки ВВ/TEL 10.

4.6 Выбор трансформаторов тока 6 кВ

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917,5 \text{ А} \quad (68)$$

где $t_T = 1 \text{ с}$ (время протекания тока термической стойкости для измерительного трансформатора тока, выбирается по каталожным значениям.

$$B_k = (I_{n,0}^{(2)})^2 \cdot (t_{p.z.} + t_T + T_a), \quad (69)$$

$$B_k = 4,42^2 \cdot (0,01 + 1 + 0,14) = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Примем к установке измерительный трансформатор ТОЛ-10-1000/5 УХЛ1.

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-1000/5 У2

Расчетные значения	Паспортные значения
$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 917,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 11,87 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 152,5 \text{ кА}$
$B_k = 22,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Принимаем к установке на подстанции трансформатор тока ТОЛ-10-1000/5 УХЛ1.

4.7 Выбор трансформаторов напряжения 6 кВ

Определим ожидаемую вторичную нагрузку трансформатора напряжения. Для этого составим таблицу 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число	Мощность S, ВА
Вольтметр	СВ 3020-100	4	4
Счетчик электроэнергии	СЕ302-S33	12	24
ИТОГО			28

Принимаем к установке трансформатор напряжения 3-ЗНОЛ-СЭЩ - 10 (У2).

4.8 Выбор гибких шин на стороне 10 кВ

Сечение проводников выбирается по нижеизложенным параметрам.

Выбор проводника произведем по условию нагрева от протекания длительно-допустимого тока.

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{15,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 856,7 \text{ А} \quad (70)$$

Для цепи выберем провод АС-240/56 и проверим его на соответствие заданным параметрам: $I_{\text{дл.доп}} = 1180 \text{ А}$.

$$I_{\max} = 856,7 \text{ А} \leq I_{\text{дл.доп}} = 1180 \text{ А}$$

Проверка по условиям коронирования на стороне низкого напряжения ($U < 35 \text{ кВ}$) не проводится.

4.9 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений

Выбираем следующие ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) согласно данным каталога производителя:

Для высокой стороны:

Выбираем ОПН марки РК – 35/126-10-760 – УХЛ1

Для низкой стороны:

Выбираем ОПН марки РВ – 10/12,6-5-250 – УХЛ1

4.10 Выводы по разделу 4

1. Определен состав оборудования подстанции и рассчитаны параметры выбранного оборудования.

5 Релейная защита подстанции

«Релейная защита является важнейшей и наиболее ответственной составляющей автоматики, применяемой в современных энергетических системах. Она осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и аномальных режимов в электрической части энергосистем, обеспечивая их надежную работу» [22]. «В настоящее время релейная защита приобретает все большее значение в связи с ростом мощностей электростанций, повышением напряжения электрических сетей. Происходит постепенный переход релейной защиты и автоматики на микропроцессорную базу» [22]. «Повреждения являются аварийными режимами, они могут привести к появлению значительных токов и глубокому понижению на шинах электростанций и подстанций. Ток повреждения может вызвать разрушение в месте повреждения и опасный нагрев проводов. Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы электростанций энергосистемы» [20]. «Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. Для этих целей в основном используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты» [22].

5.1 Расчет ДЗТ

Для защиты трансформатора, выбраны трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35с коэффициентом трансформации 400/5, ТОЛ – 10 с коэффициентом трансформации 1000/5. Номинальный ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ А} \quad (71)$$

Номинальный ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 917,5 \text{ А}$$

Ток на стороне ВН с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{пер.ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{156 \cdot 1}{200} = 0,78 \text{ А} \quad (72)$$

«где $K_{\text{сх}}$ – значение коэффициента схемы; K_1 – значение коэффициента трансформации ТТ» [12]. «Вторичный ток низкой стороны силового трансформатора по формуле:» [12]

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{пер.ном НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{549,8 \cdot \sqrt{3}}{300} = 3,16 \text{ А}$$

Расчетный ток небаланса:

$$\begin{aligned} I_{\text{диф}} &= K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{сквоз}} \\ &= 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{сквоз}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз}} \end{aligned} \quad (73)$$

Принимаем значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{н}}$ равное 0,3. Рассчитаем коэффициент снижения тормозного тока по формуле:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})} = \sqrt{1 - 0,4} = 0,77 \quad (74)$$

Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}} \cdot 100 \% \quad (75)$$

$$= \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,77} \cdot 100 \% = 68\%$$

Расчет первой точки излома характеристики ДЗТ и выбор второй точки излома характеристики ДЗТ:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{н}}} = \frac{I_{\text{д1}}/I_{\text{н}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100 = \frac{0,3}{68} \cdot 100 = 0,44 \quad (76)$$

Принимаем значение уставки второй точки излома в рекомендуемом диапазоне от 1 до 2, $I_{\text{т2}}/I_{\text{н}}$ равное 1,5. Значение уставки блокировки по второй гармонике принимаем равной $I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}} = 0,15$.

Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитан ниже:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{торм}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{кз.внеш}} \quad (77)$$

$$= 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 4,42 = 2,29.$$

Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов коэффициент чувствительности ДЗТ–2 не должен быть больше 2. В результате опыта, в большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

$$I_{\text{кз.вн.мах ВН}} = \frac{I_{\text{кз.вн}}}{I_{\text{пер.ном ВН}}} = \frac{4420}{156} = 28,3 \quad (78)$$

«Найдем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}}$$

где: $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,7$ – если номинальный вторичный ток ТТ 5 А.» [12].

На высокой стороне:

$$\frac{I_{диф}}{I_H} \geq K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.вн.мах} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 28,3 = 23,7 \quad (79)$$

Исходя из расчетов принимаем уставку дифотсечки $I_{диф}/I_H = 24$.

5.2 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Уставка $\frac{I_{диф}}{I_H}$ должна находиться в пределах от 0,3 до 0,5, для обеспечения полной чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиями в любых обмотках. Примем значение уставки $\frac{I_{диф}}{I_H} = 0,3$, тогда $h_0=0,3$.

Рассчитаем дифференциальный ток

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав} \right) = 0,48 \text{ А} \quad (80)$$

где, $\Delta f_{добав} = 0,04$ – поправка на возможную ошибку задания номинальных токов

$K_{отс} = 1,2$ – Коэффициент отстройки

$K_{одн} = 1$ – Коэффициент однотипности трансформаторов тока

$\varepsilon = 0,1$ – Относительное значение погрешности в ТТ в установившемся режиме

$K_{пер} = 2$ – Коэффициент учитывающий переходный режим

$$h = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав} = 0,4 \quad (81)$$

Коэффициент снижения тормозного тока

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5h = 0,8$$

Отношение:

$$K_{\text{горм}} \geq 100 \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100} + \Delta f_{\text{добав}} \right)}{K_{\text{сн.т}}}$$

$$h_2 = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100} + \Delta f_{\text{добав}} \right)}{K_{\text{сн.т}}} = 60 \quad (82)$$

$$\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} = h_0 \cdot \frac{100}{h_2} = 0,5$$

$$\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} = 1,5 - 2$$

Примем равной $h_3 = 1,5$

Условие $\frac{I_{m2}}{I_{\text{ном}}} > \frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}}$; выполняется.

Уставка блокировки от броска тока намагничивания используется по величине второй гармоники в дифференциальном токе. Она необходима для исключения срабатывания ДЗТ в момент включения трансформатора. Уставка для микропроцессорного терминала Сириус-Т не имеет выдержку времени. Уставка действует пока существует превышение уровня второй гармоники в дифференциальном токе. Производителем микропроцессорного терминала рекомендуется принять уставку блокировки $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$ на уровне 12-15%. Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительности ступени ДЗТ-2 $\left(\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}\right)$, а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок $\left(\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}\right) = 0,1$; $T, \text{с} = 10$.

Коэффициент отстройки $K_{\text{отс3}} = 1,05$

Коэффициент возврата $K_B = 0,95$

Рассчитаем токи срабатывания защиты на низкой и высокой сторонах

$$I_{с.з.ВН} = \frac{K_{отсз} \cdot 1,05 \cdot I_{ном.ВН}}{K_B} = 0,893 \text{ А} \quad (83)$$

По (83) получим для стороны НН следующие значения:

$$I_{с.з.НН} = \frac{K_{отсз} \cdot 1,05 \cdot I_{ном.НН}}{K_B} = 2,127 \text{ А}$$

Рассчитанные уставки дифференциальной защиты силового трансформатора сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета ДЗТ

Параметр	Обозначение	Расчетное значение
Первичный ток ВН, А	$I_{пер.ном\ ВН}$	156
Первичный ток НН, А	$I_{пер.ном\ НН}$	549,8
Вторичный ток ВН, А	$I_{втор.ном\ ВН}$	0,78
Вторичный ток НН, А	$I_{втор.ном\ НН}$	3,16
Дифференциальный ток, А	$I_{диф}$	0,48
Ток срабатывания защиты ВН, А	$I_{с.з.ВН}$	0,893
Ток срабатывания защиты НН, А	$I_{с.з.НН}$	2,127

5.3 Выводы по разделу 5

1. Выполнен расчет уставок дифференциальной микропроцессорной защиты силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции.

6 Собственные нужды подстанции

6.1 Расчет мощности потребителей собственных нужд

Система собственных нужд обеспечивает питание потребителей, задействованных в обеспечении технологического процесса передачи электрической энергии, а также обеспечение нормального функционирования вспомогательного оборудования. Питание системы собственных нужд производится от двух трансформаторов, устанавливаемых со стороны низкого напряжения и подключаемых через предохранители. Мощность трансформаторов определяется по результатам расчета мощности всех потребителей системы собственных нужд. Расчет мощности потребителей собственных нужд представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет мощности системы собственных нужд подстанции

Потребитель собственных нужд подстанции	Номинальное значение	Расчетное значение
	P, кВт	P _Σ , кВт
ОРУ 35 кВ		
Подогрев приводов разъединителей 35 кВ	0,7 x 8	5,6
Устройства охлаждения трансформаторов	2x2	4
Маслохозяйство для силового трансформатора	-	75
Подогрев выключателей 35 кВ	2x4	8
Освещение ОРУ 35 кВ	-	2
Для РУ 6 кВ		
Отопление, освещение РУ 6 кВ	-	15
Зарядно-подзарядные агрегаты для системы постоянного оперативного тока	2x23	46
Всего для системы собственных нужд:		155,6

Определив в таблице 12 значение активной мощности системы собственных нужд подстанции необходимо определить значение полной мощности для выбора трансформаторов собственных нужд. Определим полную мощность с учетом значения коэффициента мощности равного 0,9:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = \frac{155,6}{0,9} = 172 \text{ кВА} \quad (84)$$

Мощность ТСН с учетом семидесятипроцентной загрузки должна быть:

$$S_T = S_{\Sigma} \cdot 0,7 = 172 \cdot 0,7 = 121,8 \text{ кВА} \quad (85)$$

Согласно полученному значению выберем трансформатор с ближайшей большей мощностью. Таким образом на подстанции «Ива» для питания системы собственных нужд выберем трансформаторы типа ТМГ-160/6/0,4 кВ.

6.2 Выводы по разделу 6

1. Определен состав и мощности потребителей, относящихся к системе собственных нужд подстанции.

2. Для питания потребителей собственных нужд выбрано два трансформатора способные обеспечить питание всех потребителей в нормальном и аварийных режимах.

7 Расчет заземления подстанции

7.1 Расчет системы заземления

«Нормируемое сопротивление заземляющего устройства на стороне 35 кВ должно быть $R_z = 4 \text{ Ом}$, которое и будет определяющим для расчета» [3].

Тип грунта – супесок, климатическая зона – II, так как грунт супесок удельное сопротивление составит $\rho_{гр} = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Исходные данные для расчета системы заземления подстанции:

Размер подстанции 38x43м, площадь подстанции $S = 1634 \text{ м}^2$, периметр $P = 162 \text{ м}$. Глубина заложения электродов $t = 0,5 \text{ м}$.

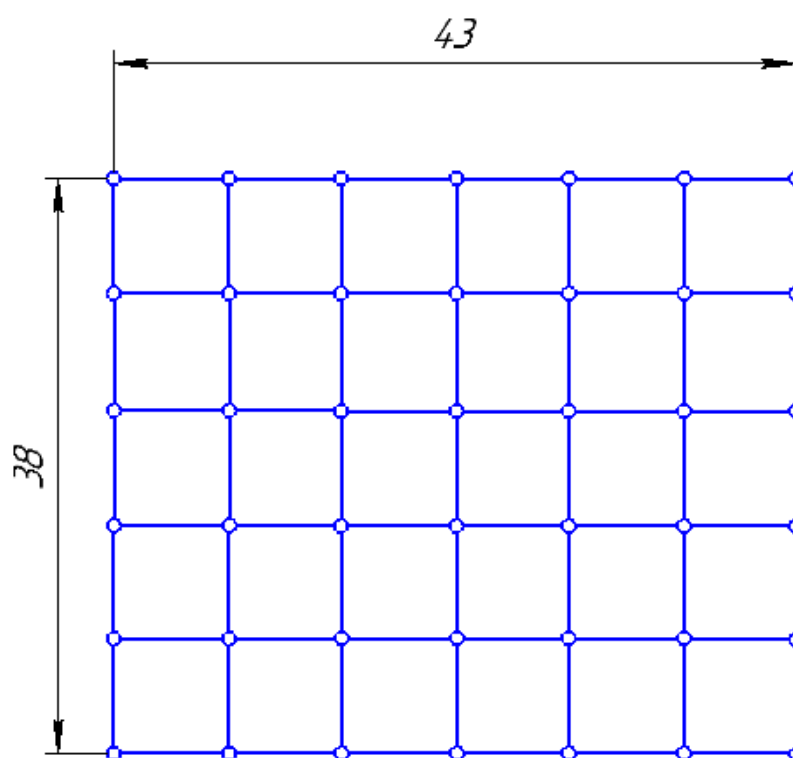


Рисунок 6 – Схема заземляющего устройства

По [3] допустимое напряжение прикосновения определяется как:

$U_{пр.доп.} = 500 \text{ В}$ для $\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$ – длительность воздействия.

«Определяем напряжение на заземлителе» [3]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр, доп.}}}{k_{\text{П}}} = \frac{500}{0,202} = 2475 \text{ Ом} \quad (86)$$

где: $k_{\text{П}}$ – коэффициент напряжения прикосновения.

«Для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{\text{П}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\text{В}}L_{\text{Г}}}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 443}{10 \cdot \sqrt{43 \cdot 38}}\right)^{0,45}} = 0,202 \quad (87)$$

где: $l_{\text{В}} = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\text{Г}} = 443 \text{ м}$ – длина заземлителей по горизонтали, м;

$a = 10 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S = 1634$ – площадь заземления, м^2 ;

$M = 0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , в соответствии с [3, с.96];

β – коэффициент сопротивления тела человека $R_{\text{ч}}$ и растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$.» [3].

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87 \quad (88)$$

Сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{\text{з, доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2475}{4310} = 0,574 \text{ Ом} \quad (89)$$

где I_3 – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 35 кВ. $I_3 = 4,31 \text{ кА}$.

Определим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_{\text{з}} = A \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}$$

вычисляем число ячеек по сторонам условного квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{443}{2 \cdot \sqrt{1634}} - 1 = 4,48 \quad (90)$$

принимаем $m = 5$.

Определим общую длину горизонтальных заземлителей:

$$L'_r = 2\sqrt{S}(m + 1) = 2\sqrt{1634} \cdot (5 + 1) = 485 \text{ м} \quad (91)$$

Определим длину сторон ячейки расчетной модели заземлителей:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1634}}{5} = 8,08 \text{ м} \quad (92)$$

Определим количество вертикальных заземлителей при условии их расположения по периметру подстанции:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{1634} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 32,3 \quad (93)$$

принимаем $n_B = 33$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 33 = 165 \text{ м} \quad (94)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1634}} = 0,141 > 0,1 \quad (95)$$

тогда

$$A = \left(H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,141 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1634}} = 0,105 \quad (96)$$

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B} = 0,105 \frac{100}{\sqrt{1634}} + \frac{100}{443 + 165} = 0,424 \text{ Ом} \quad (97)$$

что меньше $R_{3,доп} = 0,5740 \text{ Ом}$.

«Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{пр} = k_{II} I_3 R_3 = 0,202 \cdot 4310 \cdot 0,424 = 369,1 \text{ В} \quad (98)$$

что меньше допустимого значения 500 В.» [3].

7.2 Выводы по разделу 7

1. Выполнен расчет системы заземления подстанции, определено необходимое число вертикальных и горизонтальных заземлителей.

2. Определено значение напряжения прикосновения, удовлетворяющее требованиям и не превышающее допустимого значения 400 В. Что говорит о том, что система заземления рассчитана корректно.

8 Расчет молниезащиты подстанции

8.1 Определение параметров системы молниезащиты

При проектировании подстанций необходимо уделять внимание защите территории подстанции и оборудования подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ). Для защиты территории подстанции и объектов от ПУМ на территории подстанции устанавливаются стержневые молниеотводы. Высота и количество молниеотводов определяется расчетным путем исходя из высоты оборудования подстанции, а также площади подстанции. Расчет системы молниезащиты подстанции может быть выполнен для различных значений степени надежности. Для рассматриваемой в ВКР подстанции выполним расчет системы молниезащиты со степенью защиты 0,99.

«Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда» [3]:

$$h_0 = 0,8 \cdot h;$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h.$$

Данная методика выполняется для расчета числа молниеотводов с высотой до 30 м. Высота защищаемого объекта для подстанции принимаем $h_x = 8$ м. «Тогда выражения для расчета:

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16,$$

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16,$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}, \quad (99)$$

где: h_0 – высота конуса молниеотвода, м;

h_x – высота наиболее высокого объекта на территории подстанции, м;

r_0, r_x – радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого объекта соответственно, м» [3].

Для защиты объектов подстанции применим молниеотводы СМ–20, высотой 20 м. Для участка ремонтной переемычки и разъединителей на стороне 110 кВ при высоте защищаемых объектов 8 м, защищаемый радиус составляет:

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 8)}{16} = 8 \text{ м}$$

К установке на подстанции принимаются четыре молниеотвода типа СМ-20 высотой 20 м каждый.

Для защиты зданий КРУН от прямых ударов молний применим один молниеотвод СМ–20. Рассчитаем защищаемый радиус при высоте КРУН 4,5 м.

$$r_{x3} = r_{x4} = r_{x5} = r_{x6} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 4,5)}{16} = 11,5 \text{ м}$$

8.2 Выводы по разделу 8

1. Определены расчетные параметры системы молниезащиты подстанции.

2. Определено требуемое число молниеприемников подстанции. Высота молниеприемников принята равной 20 метров. Установка молниеприемников принята на порталных опорах подстанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Ива». Для выполнения проекта реконструкции проанализировано состояние подстанции на текущий момент. Определено, что нагрузка подстанции не превышает установленных значений. Однако на подстанции установлено морально и физически устаревшее оборудование, так как подстанция была введена в эксплуатацию в 1985 году и с этого момента данных по модернизации подстанции нет. При этом срок эксплуатации силовых трансформаторов составляет 30 лет, после чего необходимо сокращается его нагрузочная способность по причине старения изоляции. По полученным данным, в районе, питаемом подстанцией «Ива» ведется строительство коммунально-бытовых зданий, а также жилых и промышленных. При этом перспективы строительства определены до 2027 года. Согласно полученным данным мощность потребителей, подключенных к подстанции возрастет и эти обусловлена необходимость реконструкции подстанции.

Для определения требуемой мощности силовых трансформаторов подстанции после реконструкции выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов. В первом варианте предлагается установить трансформаторы марки ТДН-10000/35/6 кВ, а во втором варианте ТДН 16000/35/6 кВ. По значениям минимума приведенных затрат оптимальным вариантом признан первый, с силовыми трансформаторами типа ТДН 10000/35/6 кВ.

Для выбора оборудования, расчета уставок РЗ и А, а также для расчета системы заземления были определены значения токов короткого замыкания. Выполнен расчет симметричных и несимметричных токов КЗ. Для установки на подстанции «ИВА» определены следующие марки оборудования: На высокой стороне: выключатель элегазовый типа ВР35НТ, разъединитель типа РНДЗ-1-35 и РНДЗ-2-35, измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35,

гибкая ошиновка открытого распределительного устройства – ОРУ 35 кВ предлагается выполнить проводом марки АС-70/11.

Для установки на низкой стороне принято следующее оборудование: выключатель вакуумный ВВ/TEL-10, трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ-10, трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ - 10).

Выполнен расчет релейной защиты силового трансформатора и определены уставки срабатывания дифференциальной защиты. Представлен расчет системы заземления и молниезащиты подстанции «Ива»

Выполненный проект реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Ива» соответствует всем техническим требованиям и выполнен в соответствии с современными методиками проектирования электрической части понизительной подстанции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Meixia W., Yuanxiang Luo Analysis of Magnetic Field Intensity and Induced Current under Live Working Based on Charge Simulation Method: School of Electrical Engineering, 2017.
- 2 Mingqi S. Sensitivity Analysis of Time Length of Photovoltaic Output Power to Capacity Configuration of Energy Storage Systems: school of Energy Power and Mechanical Engineering, 2016.
- 3 Rongshan W. Low-Power CMOS Integrated Hall Switch Sensor: College of Physics and Information Engineering, 2017.
- 4 Tavakoli A., Gholami A. Mitigation of Transient Overvoltages Generated Due to Switching Operations and Lightning in Gas-insulated Substation (GIS) Without Extra Limiter: University of Science & Technology, 2016.
- 5 Upadhyaya S., Mohanty, S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 18, No. 5. 2017
- 6 ГОСТ 12.2.007.2-75. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. – Москва : Издательство стандартов, 2011. 5 с.
- 7 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185. 94с.
- 8 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. М.: Издательский центр «Академия» 2013. 282с.
- 9 Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств Крюков В.И. - М.: Высшая школа; Издание 2-е, испр. и доп., 1989. 367 с.
- 10 Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника. М.: Академия, 2013. 288 с.
- 11 Неклепаев Б.П., Крючков И.Л. Электрическая часть электростанций и подстанций БХВ-Петербург 2014. 607с.
- 12 Овчаренко Н.И Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. 2000. 288с.

13 Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. 704 стр.

14 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций – 9-е изд. – М.: Академия, 2013. 448 стр.

15 Сивков А.А. Основы электроснабжения: Учебное пособие– Юрайт, 2016. 174с.

16 Степкина Ю. В., Салтыков В.М Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с

17 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС), ОАО «ФСК ЕЭС»

18 Схемы принципиальные электрические ОРУ напряжением 6-750 кВ подстанций, инв. № 14198-т1, Энергосетьпроект, 1993 г. 25с.

19 Хорольский В. Я., Таранов М. А. «Эксплуатация систем электроснабжения. Учебное пособие. 185с.

20 Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: Учебное пособие. М.: Инфра-М, 2014. 596с.