

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/6 кВ
«Троицкая»

Обучающийся

А.А. Гребенников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.филол.н., доцент О.В. Мурдускина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции электрической части подстанции 35/6 кВ «Троицкая», расположенной в г. Троицк, входящего в состав Троицкого административного района г. Москвы. Собственник подстанции – ПАО «Россети».

В работе проанализирована текущая нагрузка подстанции, с последующей актуализацией годовых графиков полной и активной мощностей, а также выполнен расчет характеризующих его показателей.

Путем технико-экономического сравнения выбраны силовые трансформаторы, полностью покрывающие нужды потребителей электроэнергии, определена схема подстанции.

Выбрано оборудование распределительных устройств подстанции, определен состав потребителей собственных нужд с последующим выбором трансформаторов собственных нужд, выполнен расчет уставок релейной защиты, выполнен расчет заземления и молниезащиты.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, оформленной на бумажном носителе формата А4. Число страниц выпускной квалификационной – 60. Работа включает в себя 18 таблиц, 8 рисунков, 25 литературных источников, из которых 5 на английском языке.

Вторая часть работы представляет из себя шесть чертежей на бумажном носителе формата А1.

Abstract

In the final qualifying work, a project was developed for the reconstruction of the electrical part of the 35/6 kV Troitskaya substation located in Troitsk, which is part of the Troitsk administrative district of Moscow. The owner of the substation is PJSC ROSSETI.

The paper analyzes the current load of the substation, followed by updating the annual schedules of full and active capacities, and also calculates the indicators characterizing it.

By means of a technical and economic comparison, power transformers were selected that fully cover the needs of electricity consumers, and the substation scheme was determined.

The equipment of substation switchgear was selected, the composition of consumers of their own needs was determined with the subsequent selection of transformers of their own needs, the calculation of relay protection settings was performed, the calculation of grounding and lightning protection was performed.

The final qualifying work consists of an explanatory note issued on A4 paper. The number of pages of the final qualifying work is 60. The work includes 18 tables, 8 figures, 25 literary sources, of which 5 are in English.

The second part of the work consists of six drawings on paper in A1 format.

Содержание

Введение.....	6
1 Общая информация о подстанции.....	8
1.1 Основная информация.....	8
1.2 Сведения об источнике питания, загрузке и потребителях.....	9
2 Электрические нагрузки подстанции.....	10
3 Силовые трансформаторы подстанции.....	15
4 Электрическая схема подстанции	22
5 Токи короткого замыкания на шинах подстанции	23
6 Электрические аппараты и ошиновка подстанции.....	29
6.1 Число отходящих линий от подстанции, их марки и сечения проводов.....	29
6.2 Выключатели подстанции	30
6.3 Разъединители подстанции	32
6.4 Трансформаторы тока подстанции	33
6.5 Трансформаторы напряжения подстанции	34
6.6 Высоковольтные предохранители подстанции	35
6.7 Ошиновка подстанции.....	36
7 Собственные нужды подстанции	39
8 Система оперативного тока подстанции	41
9 Релейная защита подстанции.....	42
9.1 Минимальные и максимальные ТКЗ на сторонах ВН и НН силовых трансформаторов подстанции	42
9.2 Максимальная токовая защита силовых трансформаторов подстанции	45
9.3 Токовая отсечка силовых трансформаторов подстанции.....	46
9.4 Дифференциальная защита силовых трансформаторов подстанции	48
9.5 Защита от перегрузки отходящих линий подстанции	51

10	Заземление и молниезащита подстанции	53
	Заключение	57
	Список используемых источников.....	58

Введение

Электрические подстанции выступают связующим звеном между источниками электроэнергии и ее потребителями. Оборудование подстанции должно отвечать современным требованиям в области надежности электроснабжения потребителей. В современном мире, даже короткий перерыв электроснабжения потребителей может привести к транспортным коллапсам, расстройству сложных технологических процессов, перебоям в работе связи и многим другим последствиям.

Надежность работы оборудования ПС во многом определяется его возрастом, чем старше оборудование – тем выше вероятность его отказа. По статистике, в Единой энергетической системе России, большинство аварий на ПС связаны именно с износом их оборудования.

Наиболее распространенный способ повышения надежности работы оборудования подстанции – это ее реконструкция, с полной заменой устаревшего оборудования на более новое и технически совершенное. Также стоит отметить, что зачастую обоснованием для реконструкции ПС выступает загрузка сверх номинальной мощности ее силовых трансформаторов.

Оборудование подстанции «Троицкая», во-первых, имеет значительный износ, а во-вторых, к ее шинам планируется подключение нового потребителя, что влечет за собой увеличение нагрузки. Таким образом в выпускной квалификационной работе предполагается разработка проекта реконструкции подстанции 35/6 кВ «Троицкая».

Для достижения цели, поставленной в ВКР необходимо решить ряд задач:

- актуализировать график электрических нагрузок подстанции;
- провести технико-экономическое сравнение двух силовых трансформаторов разных уровней мощности;
- определить типовую электрическую схему, применимую к подстанции;

- определить значения токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и 6 кВ подстанции;
- определить состав потребителей собственных нужд, подобрать трансформаторы собственных нужд для электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции;
- определить тип системы оперативного тока для подстанции;
- основываясь на предыдущих результатах выбрать электрические аппараты для подстанции;
- рассчитать уставки и коэффициенты чувствительности релейной защиты подстанции;
- рассчитать систему заземления и молниезащиты подстанции 35/6 кВ «Троицкая».

1 Общая информация о подстанции

1.1 Основная информация

В выпускной квалификационной работе рассматривается подстанция общего назначения «Троицкая» с высшим классом напряжения 35 Кв и низшим классом напряжения 6 Кв. эта ПС расположена в черте Троицкого административного округа г. Москвы, в г. Троицке. Спутниковый снимок района подстанции представлен на рисунке 1.

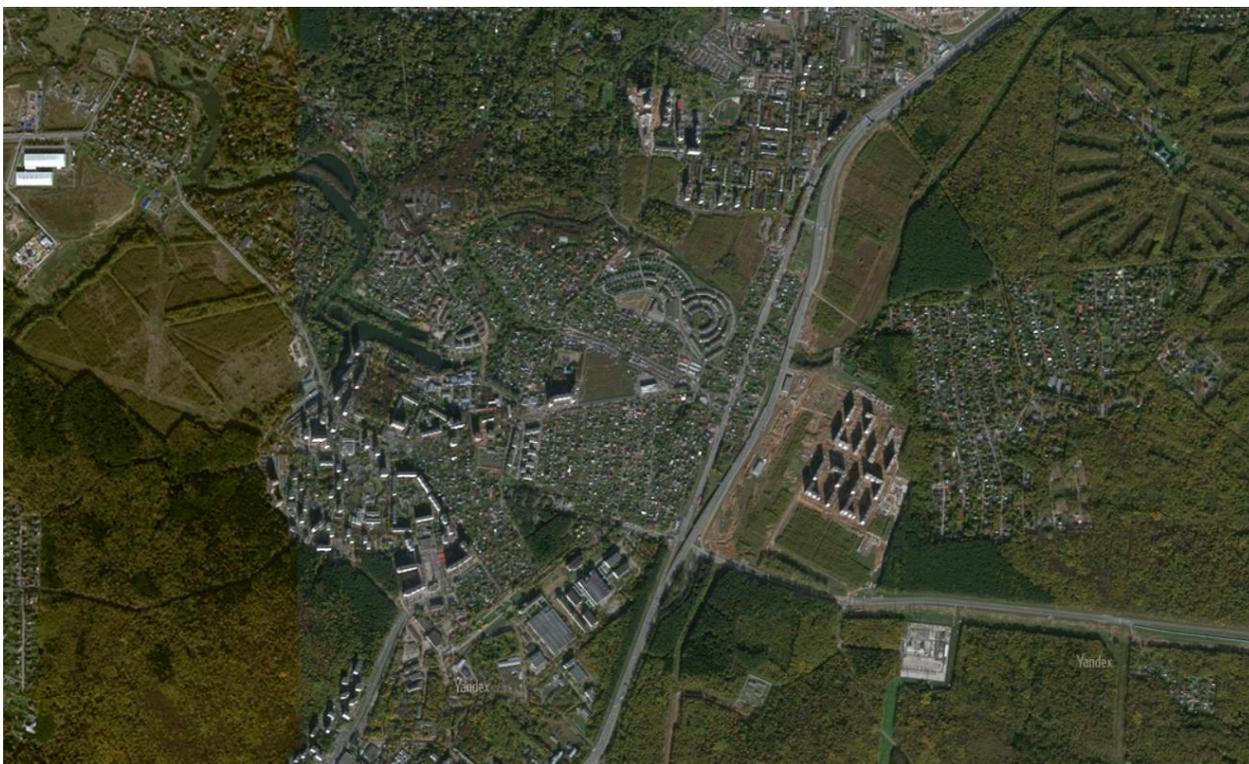


Рисунок 1 – Спутниковый снимок района подстанции

Подстанция находится в собственности ПАО «Россети».

1.2 Сведения об источнике питания, загрузке и потребителях

ПС 35/6 кВ «Троицкая» соединена воздушной линией двухцепного исполнения класса напряжения 35 кВ с подстанцией 110/35/6 кВ «Карачарово», находящейся в эксплуатации компании ПАО «Россети». ПС 35/6 кВ «Троицкая» находится Северо-Западнее ПС 110/35/6 кВ «Карачарово», в 12 км. Исполнение ПС «Троицкая» согласно типовой схеме 35-4, подстанция тупиковая.

Потребители электроэнергии, подключенные к подстанции, относятся ко второй и третьей категориям по надежности электроснабжения, этот факт обусловлен расположением подстанции вблизи жилых кварталов Троицка. Основной потребитель электроэнергии – жилые районы г. Троицка. Фактическая нагрузка потребителей подстанции составляет 3,6 МВА. Согласно проекту номинальная мощность подстанции составляет 5,2 МВА, подстанция не перегружена. К ПС 35/6 кВ «Троицкая» планируется подключение нового потребителя, установленной мощностью 5,3 МВА, что говорит о необходимости реконструкции подстанции с заменой силовых трансформаторов на более мощные.

Выводы по разделу. Итак, в этом разделе приведена общая информация о подстанции, дано обоснование необходимости реконструкции подстанции. Главным обстоятельством, служащим предпосылкой к реконструкции выступает подключение нового потребителя электроэнергии, что и вызывает необходимость в замене эксплуатируемых силовых трансформаторов на более мощные.

2 Электрические нагрузки подстанции

Стоит отметить, что: «расчет электрических нагрузок являются основополагающим этапом при проектировании любой подстанции.» [20] Цель расчета – актуализация информации о загрузке силовых трансформаторов подстанции. Также стоит отметить, что: «результаты этого расчета необходимы для выбора силовых трансформаторов, для выбора электрических аппаратов и ошиновки подстанции, определения числа отходящих линий от сборных шин низкого напряжения.» [7]. При расчете электрических нагрузок используются методики, изложенные в [8]. Как сказано в [8].

Согласно информации приведенной в первом разделе, к шинам низкого напряжения ПС планируется подключение нового потребителя, При этом нагрузка подстанции увеличится более чем в два раза (на 220 %).

Теперь нужно определить расход активной электроэнергии потребителями ПС «Троицкая». Актуализированный график полной нагрузки представлен рисунком 2.

Первоочередно определяется активная мощность ступени графика (1):

$$P_c = S_c \cdot \cos \varphi \quad (1)$$

где S_c – полная мощность ступени графика, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителей.

Активная мощность ступени равна (1):

$$P_c = 8,8 \cdot 0,84 = 7,3 \text{ МВт.}$$

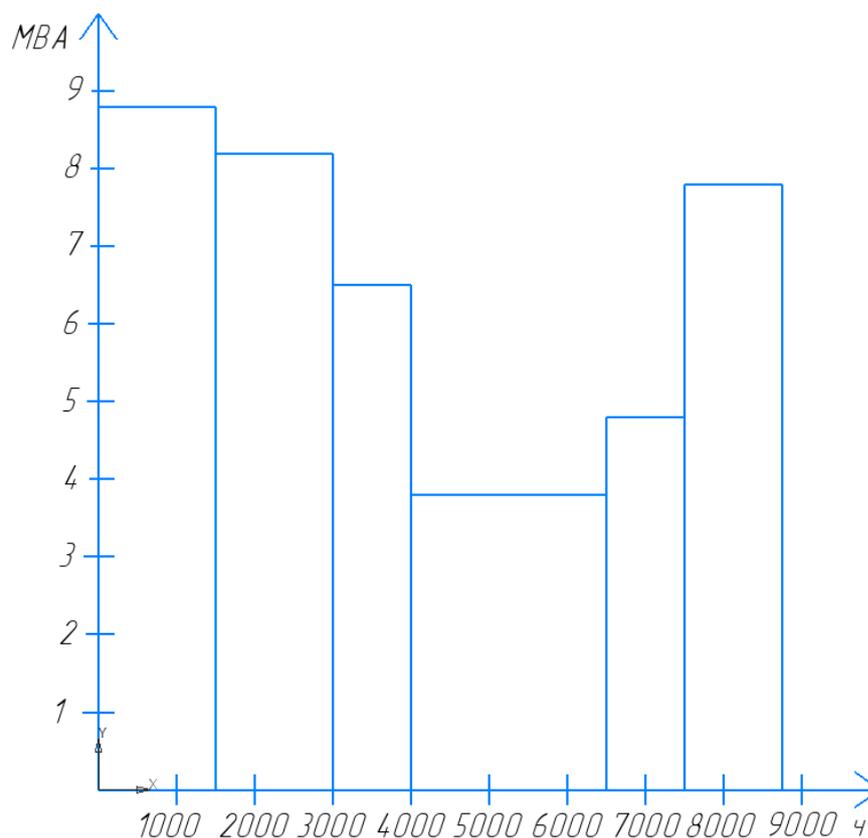


Рисунок 2 – Годовой актуализированный график нагрузки

Зная активную мощность ступени, можно узнать расход активной электроэнергии по первой ступени графика (2):

$$W_c = P_c \cdot t_{\text{ступ}} \quad (2)$$

где $t_{\text{ступ}}$ – длительность ступени графика, ч.

Согласно формуле (2) расход активной электроэнергии потребителей равен:

$$W_c = 8,8 \cdot 1500 \cdot 10^3 = 13200000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Расчеты выполнены для первой ступени графика, по другим ступеням графика эти параметры определяются аналогичным образом, а результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Зная параметры ступеней, имеет место определение годового расхода электроэнергии потребителями подстанции (3):

$$W_{\Sigma} = \sum W_c \quad (3)$$

Суммируя расходы электроэнергии по ступеням графика получается (3):

$$W_{\Sigma} = 11000000 + 10455000 + 5460000 + 7975000 + 4030000 + \\ + 9828000 = 48848000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Таблица 1 – Параметры графика электрических нагрузок подстанции

Ступень	Длительность ступени, ч	Активная электроэнергия, кВт·ч	Активная мощность ступени, МВт	Полная мощность ступени, МВА
1	1500	11000000	7,4	8,8
2	1500	10455000	6,97	8,2
3	1000	5460000	5,46	6,4
4	2500	7975000	3,19	3,7
5	1000	4030000	4,03	4,7
6	1240	9828000	6,55	7,7
Σ	8760	48848000	-	-

Используя за основу результаты предыдущего расчета, составляется график активной электроэнергии, расходуемой потребителями, подключенными к шинам рассматриваемой в ВКР подстанции. Построенный график продемонстрирован на рисунке 3.

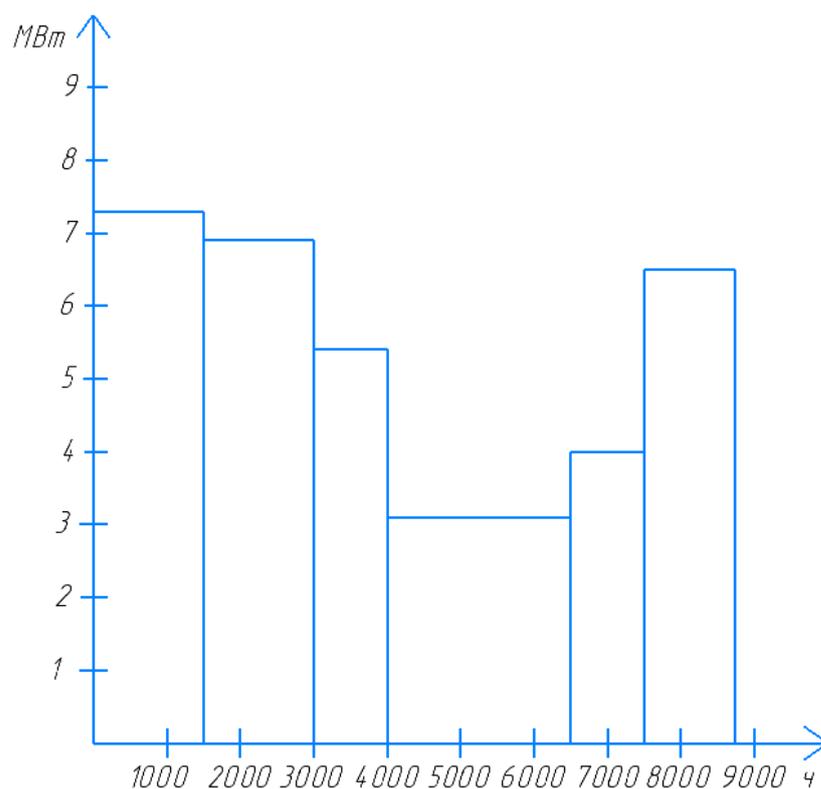


Рисунок 3 – Актуализированный график активной нагрузки

Зная вышеприведенные значения расходов электроэнергии и мощностей ступеней, можно узнать такие характеристики графика как продолжительность пиковой нагрузки и коэффициент заполнения графика.

Таким образом: «число часов пиковой нагрузки определяется соотношением суммы электроэнергии по ступеням графика к максимальной активной мощности» [20], [21] (4):

$$T_{max} = \frac{W_{ПСУ}}{P_{max}} \quad (4)$$

где P_{max} – наибольшая активная мощность подстанции, кВт.

Подставляя в формулу (4) нужные значения, получается число часов с пиковой нагрузкой:

$$T_M = \frac{46534320}{7300} = 6295 \text{ ч.}$$

Стоит отметить, что: «критерием загруженности подстанции выступает коэффициент заполнения графика» [20] (5):

$$K_3 = \frac{T_M}{8760} \quad (5)$$

Подставляя нужные значения в формулу (5), получается значение этого коэффициента:

$$K_3 = \frac{6295}{8760} = 0,71$$

Выводы по разделу. В этом разделе выполнена актуализация графика электрических нагрузок подстанции 35/6 кВ «Троицкая» с учетом роста электрической нагрузки вследствие подключения нового потребителя к шинам низшего напряжения. Рассчитаны годовые расходы электроэнергии потребителей, подключенных к шинам подстанции. Определено число часов максимальной нагрузки подстанции. Произведена оценка загрузки подстанции, критерий – коэффициент заполнения графика нагрузок.

Выполнен расчет расходов электроэнергии потребителями, подключенными к сборным шинам подстанции, расчет основан на сведениях, полученных из годового графика полной мощности подстанции 35/6 кВ «Троицкая».

Все полученные в данном разделе результаты расчетов понадобятся в следующих разделах выпускной квалификационной работы, главным образом при выборе силовых трансформаторов для подстанции 3, выбираемых на основе результатов технико-экономического сравнения. Эти результаты также понадобятся при выборе выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, высоковольтных предохранителей и ошиновки для подстанции 35/6 кВ «Троицкая».

3 Силовые трансформаторы подстанции

Выбор силовых трансформаторов осуществляется путем технико-экономического сравнения. Такой подход имеет свое преимущество: «используя метод технико-экономического сравнения, появляется возможность увидеть влияние всех видов затрат на показатели технико-экономической эффективности выбираемого силового трансформатора» [11] двух вариантов. Первоочередно рассматривается трансформатор с наиболее близким значением номинальной мощности к расчетной мощности ПС, во втором варианте выбирается более мощный трансформатор. При выборе силовых трансформаторов используются методы и методики, излагаемые в [1] и [21].

В первую очередь, следует узнать, какая мощность силового трансформатора необходима для покрытия нужд потребителей (6):

$$S_{т.р} = \frac{S_{мПС} \cdot K_{1,2}}{1,4 \cdot (n-1)} \quad (6)$$

где $K_{1,2}$ – коэффициент, учитывающий влияние потребителей 1 и 2 категорий на общую нагрузку.

Подставляя в формулу (6) имеющиеся значения, необходимая мощность силового трансформатора равна:

$$S_{т.расч} = \frac{8,8 \cdot 0,55}{1,4 \cdot (2-1)} = 4,5 \text{ МВА.}$$

Для подбора вариантов силовых трансформаторов используются каталожные данные ООО «Тольяттинский трансформатор», одного из крупнейших производителей трансформаторно-реакторной техники в России и СНГ. К рассмотрению принимаются два силовых трансформатора, параметры и характеристики которых показаны в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики силовых трансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	i _{xx} , %	u _{кз} , %
		ВН	НН				
ТДНС-10000/35	10	35	11,5	11,0	60,0	0,23	10,5
ТДНС-16000/35	16	35	11,5	14,5	85,0	0,23	10,5

Применяя эти характеристики силовых трансформаторов, проводится технико-экономическое сравнение.

Начинается рассмотрение первого силового трансформатора.

Целью этого расчета является определение суммарных капиталовложений в силовые трансформаторы, чтобы их узнать, следует определить ряд влияющих на них параметров.

Нужно узнать стоимость потерь мощности в силовых трансформаторах, поэтому сначала нужно узнать параметры потерь в трансформаторах.

Составляющими потерь мощности в трансформаторе являются потери холостого хода и короткого замыкания (7):

$$P_T = P_x + k_3^2 \cdot P_K \quad (7)$$

где P_x – активные потери холостого хода, кВт;

k_3^2 – коэффициент загрузки силового трансформатора, по стандартам равен 0,7.

Первая компонента формулы (7) отображается таким образом (8):

$$P_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot Q_x \quad (8)$$

где $k_{ип}$ – коэффициент пульсации потерь, равен 0,05;

Q_x – намагничивающая мощность силового трансформатора, квар.

Вторая компонента формулы (7) отображается так (9):

$$P_K = \Delta P_K + k_{ип} \cdot Q_K \quad (9)$$

где Q_k – реактивные потери мощности в силовом трансформаторе, квар.

Подставив нужные значения из таблицы 2, получаются значения активных потерь в силовых трансформаторах:

$$P_x = 11,0 + 0,05 \cdot 122,0 = 17,1 \text{ кВт},$$

$$P_k = 60,0 + 0,05 \cdot 8,1 = 60,4 \text{ кВт}.$$

Подставляя значения, полученные выше, определяется значение активных потерь (7):

$$P_T = 17,1 + 0,7^2 \cdot 60,4 = 46,7 \text{ кВт}.$$

Согласно используемой методике, известно, что: «в сезон малых нагрузок (в средней полосе России – весенне-летний сезон) в некоторых случаях целесообразно с экономической точки зрения отключать один из трансформаторов» [8]. Проверка этого условия выполняется по формуле (10):

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{Т.НОМ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}} \quad (10)$$

где $S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА.

Подставляя нужные значения в формулу (10), получается:

$$S_{\text{ЭК}} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{17,1}{60,4}} = 7,5 \text{ МВА}.$$

Получается, что в весенне-летний сезон имеет место отключение одного из силовых трансформаторов подстанции.

Для расчетов эксплуатационных издержек нужно знать потери активной электроэнергии в силовых трансформаторах (11):

$$\Delta W_T = \sum n \cdot P_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot k_3^2 \cdot T_i \quad (11)$$

где T_i – годовое число часов работы силового трансформатора, ч.

Подставляя в формулу (11) значения нужных величин, получается:

$$\Delta W_T = 2 \cdot 17,1 \cdot 1500 + \frac{1}{2} \cdot 60,4 \cdot 0,7^2 \cdot 1500 = 73497 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

По другим ступеням графика потери активной электроэнергии определяются по той же методике, в связи с этим, не имеет смысла вести полный расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах по всем ступням графика.

В таблицу 3 сведены параметры, характеризующие потери в силовых трансформаторах по ступеням графика нагрузки подстанции.

Таблица 3 – Активные потери в трансформаторах по разным ступеням графика нагрузки. Первый силовой трансформатор

Ступень графика	Полная мощность ступени, МВА	Длительность ступени, ч	Потери активной электроэнергии на ступени, кВт·ч
1	8,8	1500	73497,0
2	8,3	1500	73497,0
3	6,5	1000	48998,0
4	3,8	2500	122495,0
5	4,8	1000	48998,0
6	7,8	1240	60757,0
$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч		428242	

И наконец, теперь, можно определить непосредственно капиталовложения в силовые трансформаторы. Капиталовложения складываются из эксплуатационных издержек (12):

$$I_{\text{э}} = \Sigma \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} \quad (12)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость потери одного кВт·ч электроэнергии, тыс. руб.

Подставляя в формулу (12) нужные значения, эксплуатационные издержки равны:

$$I_{\text{э}} = 428242 \cdot 0,03 = 12847,3 \text{ тыс. руб.}$$

Второй составляющей капиталовложений выступают издержки на ремонт и обслуживание силовых трансформаторов (13):

$$I_0 = p_c \cdot K \quad (13)$$

где p_c – коэффициент амортизации с учетом ремонтов;

K – стоимость силового трансформатора, с учетом монтажа, наладки и испытаний, тыс. руб.

Подставляя нужные значения в формулу (13), издержки на ремонт и обслуживание равны:

$$I_0 = 0,094 \cdot 27000,0 = 2538,0 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в силовые трансформаторы можно определить такой зависимостью (14):

$$Z_{\text{п}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (14)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент отчислений от капиталовложений.

Подставляя определенные выше значения в формулу (14), капиталовложения в силовые трансформаторы равны:

$$Z_{\text{пр}} = 0,17 \cdot 27000,0 + 2538,0 + 12847,3 = 7205,5 \text{ тыс. руб.}$$

Технико-экономический расчет для второго силового трансформатора выполняется по такой же методике, в связи с этим нет смысла приводить в тексте ВКР подробное описание расчета. Результаты расчетов сведены в таблицы 4 и 5.

Таблица 4 – Активные потери в трансформаторах по разным ступеням графика нагрузки. Второй силовой трансформатор

Степень графика	Полная мощность ступени, МВА	Длительность ступени, ч	Потери активной электроэнергии на ступени, кВт·ч
1	8,8	1500	9475
2	8,3	1500	9475
3	6,5	1000	63172
4	3,8	2500	157930
5	4,8	1000	63172
6	7,8	1240	78333
$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт		381557	

Таблица 5 – Итоговые показатели технико-экономического сравнения

Первый трансформатор			Второй трансформатор		
И _э , тыс. руб.	И _о , тыс. руб.	З _{пр} , тыс. руб.	И _э , тыс. руб.	И _о , тыс. руб.	З _{пр} , тыс. руб.
12847,0	2538,0	7205,5	19077,0	3008,0	54085,0

В этом разделе выпускной квалификационной работы выбраны силовые трансформаторы для подстанции по критерию технико-экономической эффективности [1] и [21]. К сравнению приняты два силовых трансформатора – ТДНС-10000/35 и ТДНС-16000/35. По результатам технико-экономического сравнения силовой трансформатор типа ТДНС-10000/35 обладает наименьшими эксплуатационными издержками, стоимостью покупки, монтажа и наладки, стоимостью ремонта и обслуживания, нагрузочными потерями сравнительно с силовым трансформатором типа ТДНС-16000/35, параметры которого полностью отвечают требованиям, определенным технико-экономическим расчетом. Общий вид выбранного силового трансформатора приведен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Силовой трансформатор типа ТДНС-10000/35

Выводы по разделу. Соответственно критериям технико-экономической эффективности при сравнении двух силовых трансформаторов – ТДНС-10000/35 и ТДНС-16000/35 для рассматриваемой в выпускной квалификационной работе подстанции 35/6 кВ «Троицкая» к монтажу приняты два силовых трансформатора типа ТДНС-10000/35 производства российского производителя трансформаторно-реакторной техники ООО «Тольяттинский трансформатор», расположенного в г. Тольятти. Трансформатор типа ТДНС-10000/35 обладает наименьшими эксплуатационными издержками, стоимостью покупки, монтажа и наладки, стоимостью ремонта и обслуживания, нагрузочными потерями сравнительно с силовым трансформатором типа ТДНС-16000/35,

Далее стоит уделить внимание вопросу выбора электрической схемы подстанции.

4 Электрическая схема подстанции

В настоящий момент ПС «Троицкая» выполнена по типовой схеме 35-4. Несмотря на простоту, эта схема имеет существенный недостаток, а именно – наличие неавтоматической перемычки, что удлиняет время оперативных переключений.

Более совершенной схемой является схема 35-5н: «эта схема включает в свой состав автоматическую перемычку, благодаря которой скорость оперативных переключений возрастает» [13], [16].

Схема 35-5н продемонстрирована на рисунке 5.

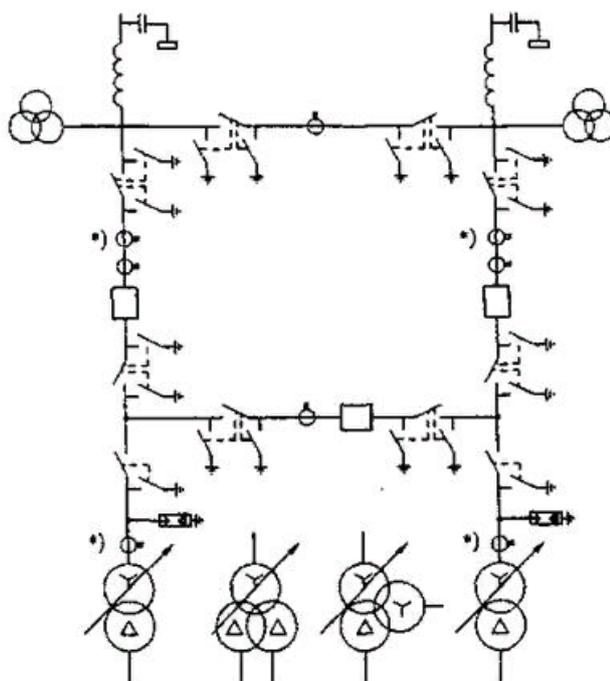


Рисунок 5 – Схема 35-5н

Выводы по разделу. Таким образом, для подстанции выбрана электрическая типовая схема 35-5н.

5 Токи короткого замыкания на шинах подстанции

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) является важным этапом при проектировании подстанции. Результаты этого расчета необходимы при выборе коммутационного оборудования ПС, измерительных трансформаторов, а также при расчете заземления. Расчет ведется с учетом рекомендаций, изложенных в [3] и [11]. Расчет ТКЗ в сетях высокого напряжения имеет свои особенности: «элементы сети высокого напряжения характеризуются высокими значениями индуктивных сопротивлений, в связи с этим, при расчете эти значения учитываются, активные сопротивления элементов сетей не учитываются» [11], [23].

Определение значений токов короткого замыкания начинается с составления схемы замещения, с выделенными точками КЗ, согласно методике расчета: «на этой схеме все элементы представлены их эквивалентными индуктивными сопротивлениями, на схеме замещения выбираются точки КЗ» [11] (рисунок 6).

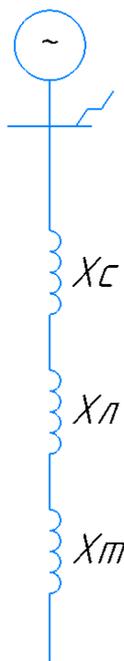


Рисунок 6 – Схема замещения с обозначенными точками КЗ

Первоочередно определяется сопротивление питающей системы (15):

$$x_c = \frac{S_6}{S_k} \quad (15)$$

где S_6 – базовая мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания на шинах подстанции, МВА.

Подставляя нужные значения в формулу (15), определяется сопротивление питающей системы:

$$x_c = \frac{1000 \cdot 10^3}{400 \cdot 10^6} = 0,0025 \text{ о. е.}$$

Следующим элементом, сопротивление которого нужно определить, является ВЛ, питающая ПС (16):

$$x_l = x_l \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (16)$$

где x_l – погонное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l – длина ВЛ, км;

U_{cp} – средненоминальное напряжение ВЛ, кВ.

Подставляя нужные значения в формулу (16), становится известным сопротивление питающей ВЛ:

$$x_l = 0,43 \cdot 12,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{35000^2} = 0,0042 \text{ о. е.}$$

В третью очередь определяется сопротивление силового трансформатора (17):

$$x_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T,ном}} \quad (17)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания между парой обмоток ВН-НН силового трансформатора, %.

Подставляя нужные значения в формулу (17), определяется сопротивление силового трансформатора:

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{10000 \cdot 10^3} = 8,5 \cdot 10^{-5} \text{ о. е.}$$

Наконец, нужно определить эквивалентное сопротивление схемы замещения по формуле (18):

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l + x_T \quad (18)$$

По формуле (18) определяется эквивалентное сопротивление схемы замещения:

$$x_{\Sigma} = 0,0025 + 0,0042 + 8,5 \cdot 10^{-5} = 0,0067 \text{ о. е.}$$

Что бы определить значения ТКЗ сначала нужно перейти от системы о.е. к именованным единицам, для этого определяется значение базисного тока схемы по формуле (19):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (19)$$

Подставляя нужные значения в формулу (19), получается значение базисного тока:

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 16,5 \text{ кА.}$$

Зная значение базисного тока, можно узнать величину периодической составляющей тока (20):

$$I_{п0} = \frac{E''}{x_{\Sigma}} \cdot I_{б} \quad (20)$$

где E'' – сверхпереходная ЭДС, о.е.

Подставляя значения параметров, характеризующих периодическую составляющую, определяется ее значение (20):

$$I_{п0} = \frac{1}{0,0067} \cdot 16,5 = 2,4 \text{ кА.}$$

Если известно значение периодической составляющей, возможно определение ударного тока (21):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (21)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяется по рисунку 7.

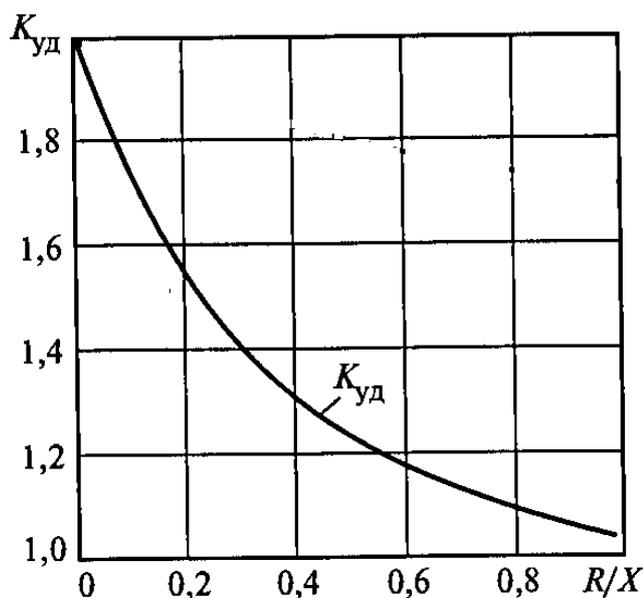


Рисунок 7 – Кривая для определения значений ударного коэффициента

Используя кривую на рисунке 7, определено значение ударного коэффициента. Исходя из того условия, что схема замещения имеет малое активное и значительное индуктивное сопротивление, логично, что ударный коэффициент будет иметь большое значение. Из этих соображений, ударный коэффициент принимается равным 1,9.

Имея значение периодической составляющей, зная ударный коэффициент, можно узнать величину ударного тока (21):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,9 = 6,4 \text{ кА.}$$

Имея значение периодической составляющей, открывается возможность расчета апериодической составляющей (22):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \quad (22)$$

Подставляя нужные значения в формулу (22), получается значение апериодической составляющей:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 2,4 = 3,4 \text{ кА.}$$

Расчет ТКЗ по стороне 6 кВ не приводится, т.к. выполняется по такой же методике, что и расчет по стороне 35 кВ. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Для расчета заземления понадобится значение однофазного ТКЗ. Для этого вводятся формула (23):

$$I_3^{(1)} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot \frac{l}{N_{кл}} \quad (23)$$

где $N_{кл}$ – погонная емкость между проводами питающей линии, ф/км.

По формуле (23) определяется ток однофазного КЗ на стороне 35 кВ:

$$I_3^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot \frac{0,12}{10} = 120 \text{ А.}$$

По этому же выражению (23) определяется ток однофазного КЗ и по стороне 6 кВ:

$$I_3^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 6 \cdot \frac{0,12}{10} = 280 \text{ А.}$$

Таблица 6 – Параметры токов короткого замыкания

РУВН			РУНН		
$I_{оп}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА	$I_{оп}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
2,4	6,4	3,4	10,3	27,6	14,5

Выводы по разделу. Итак, по результатам расчета токи КЗ лежат в приемлемых границах, установка токоограничивающих реакторов не требуется.

Далее следует перейти к расчетам, связанным с выбором электрических аппаратов и ошиновки.

6 Электрические аппараты и ошиновка подстанции

Электрические аппараты – достаточно широкий класс приборов и устройств. Известно, что: «в этот класс входят выключатели, измерительные трансформаторы, разъединители, короткозамыкатели, отделители и множество других наименований» [18], [19].

Также известно, что: «на подстанциях, как правило, применяются выключатели (для включения и отключения линий электропередачи в нормальных и аварийных режимах), разъединители (для обеспечения видимого разрыва), измерительные трансформаторы (для питания цепей релейной защиты)» [19]. Для соединения электрических аппаратов друг с другом, с силовыми трансформаторами используют шины.

6.1 Число отходящих линий от подстанции, их сечения и марки проводов

Выбор числа линии определяется по критерию токовой нагрузки (24):

$$I_{\Pi} = \frac{S_{m\Pi C}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (24)$$

Ток нагрузки потребителей равен (24):

$$I_{\text{ПОТ}} = \frac{8,8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 847,8 \text{ А.}$$

Число отходящих линий определяется соотношением суммарного тока потребителей к току в одной линии (25):

$$n_{\text{л}} = \frac{I_{\text{ПОТ}}}{I_0} \quad (25)$$

где I_0 – ток в одной линии, А.

Таким образом, подставив нужные значения в формулу (25) число отходящих линий составит:

$$n_{л} = \frac{847,8}{200} = 4,2 \approx 4.$$

Итак, число линий от принимается равным 4.

Имея значение тока в одной линии, целесообразно перейти к выбору сечения провода этой линии. Стоит отметить, что: «При выборе сечения неизолированных проводов линий электропередачи критерием для выбора сечения провода выступает экономическая плотность тока» [7], поэтому выбор сечения провода определяется так (26):

$$S_{л} = \frac{I_{ож}}{J_{эк}} \quad (26)$$

где $J_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Подставляя нужные значения в формулу (26), необходимая площадь сечения провода равна:

$$S_{л} = \frac{200}{1} = 200 \text{ мм}^2.$$

Для отходящих линий минимально допустимое сечение провода составляет 200 мм², наиболее целесообразным решением будет применение сталеалюминиевого провода АС-200.

6.2 Выбор выключателей подстанции

При выборе высоковольтных выключателей следует опираться на положения, приведенные в [12] и [23].

К рассмотрению принимаются выключатели ВВН-СЭЩ-35 и ВВУ-СЭЩ-6, паспортные параметры которых приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Паспортные параметры выключателя ВВН-СЭЩ-35

Выключатель	U _н , кВ	I _н , А	I _{о. н} , кА	i _{а.н} , кА	B _к , кА ² /с
ВВН-СЭЩ-35	35	1600	40	29,3	88
ВВУ-СЭЩ-6	10	2000	40	23,7	88

Выбор выключателей осуществляется по параметрам стойкости к ТКЗ. Этими параметрами выступают аperiodическая составляющая ТКЗ (27), стойкость к тепловому воздействию ТКЗ, стойкость к воздействию номинального тока нагрузки. Первоочередно определяется расчетное значение аperiodической составляющей (27):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \cdot I_{\text{п0}} \quad (27)$$

Подставив нужные значения в формулу (27), расчетная аperiodическая составляющая, которую способен отключить выключатель, равна:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot \frac{52}{100} \cdot 2,44 = 1,7 \text{ кА.}$$

Исходя из результатов, полученных выше, следует заключить, что выключатель ВВН-СЭЩ-35 способен выдержать воздействие аperiodической составляющей.

Следующий параметр стойкости коммутационного аппарата – тепловой импульс, возникающий как следствие прохождения ТКЗ (28):

$$B_k = I_T^2 \cdot t \quad (28)$$

где I_T – значение тока, выше которого происходит залипание контактов выключателя, кА;

t – время реагирования привода выключателя от защиты, с.

Подставляя нужные значения в формулу (28), расчетный тепловой импульс равен:

$$B_{кр} = 2,4^2 \cdot 0,055 = 0,3 \text{ кА}^2/\text{с}. \quad (28)$$

Из результатов расчета, следует заключить, что выключатель ВВН-СЭЩ-35 способен выдержать тепловое воздействие, провоцируемое ТКЗ.

Целесообразно убедиться, что выключатель способен выдержать воздействие тока нагрузки, критерием выступает соотношение (29):

$$I_p < I_n \quad (29)$$

Исходя из вышеописанного, следует заключить, что выключатель ВВН-СЭЩ-35 способен выдержать ток нагрузки потребителей.

Выключатель ВВН-СЭЩ-35 подходит по всем критериям. При выборе выключателей напряжением 6 кВ используется такая же методика. Расчетные характеристики принятых в проекте высоковольтных выключателей описаны в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные характеристики выключателей подстанции

Выключатель	U_n , кВ	I_n , А	$I_{о.н.}$, кА	$i_{а.н.}$, кА	$B_{к.}$, кА ² /с
ВВН-СЭЩ-35	35	145,2	2,4	1,7	0,3
ВВУ-СЭЩ-6	6	847,7	12,5	7,4	8,5

6.3 Выбор разъединителей подстанции

Перед выбором разъединителей стоит отметить, что: «подбирая разъединители, основываются на таких же критериях, как и при выборе выключателей» [19], поэтому, не имеет смысла описывать методику их выбора

[12], [24]. Паспортные характеристики принятых в проекте разъединителей описаны в таблице 9.

Таблица 9 – Паспортные характеристики разъединителей подстанции

Тип разъединителя	U_n , кВ	I_n , А	$I_{эс}$, кА	B_k , кА ² /с
РН-СЭЩ-35	35	2000	50	137,5

В таблице 10 описаны расчетные характеристики принятых в проекте разъединителей.

Таблица 10 – Расчетные характеристики разъединителей подстанции

Тип разъединителя	U_n , кВ	I_n , А	$I_{эс}$, кА	B_k , кА ² /с
РН-СЭЩ-35	35	145,2	2,4	1,1

6.4 Выбор трансформаторов тока подстанции

При выборе трансформаторов тока определяющими критериями выступают такие же параметры, как и при выборе выключателей, в связи с этим, нет смысла описывать методику их выбора [16], [18].

Паспортные характеристики принятых в проекте трансформаторов тока описаны в таблице 11.

Таблица 11 – Паспортные характеристики трансформаторов тока подстанции

Тип	I_{n1} , А	I_{n2}	$I_{эс}$, кА	B_k , кА ² /с	U_n , кВ
ТОЛ-СЭЩ-35	200	5	102	572	35
ТШЛ-СЭЩ-6	1000	5	102	572	6

Расчетные характеристики трансформаторов тока подстанции описаны в таблице 12.

Таблица 12 – Расчетные характеристики трансформаторов тока подстанции

Тип	Расчетные характеристики				
	$I_{н1}$, А	$I_{н2}$	$I_{эс}$, кА	V_k , кА ² /с	U_n , кВ
ТОЛ-СЭЩ-35	145,2	5,5	2,4	1,1	35
ТШЛ-СЭЩ-6	847,7	3,1	10,3	8,5	6

6.5 Выбор трансформаторов напряжения подстанции

Стоит отметить, что: «выбор трансформаторов напряжения осуществляется по несколько другим критериям, в отличие от коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.» [18]. Критериями для выбора трансформаторов напряжения выступают: номинальное напряжение и вторичная нагрузка [18], [25].

Главный критерий – вторичная нагрузка трансформатора напряжения (30):

$$S_{пр} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2} \quad (30)$$

где $P_{пр}$ – активная мощность потребителей, на вторичной обмотке, Вт;

$Q_{пр}$ – реактивная мощность потребителей, на вторичной обмотке, вар.

Подставляя нужные значения в формулу (30), вторичная нагрузка трансформатора напряжения равна:

$$S_{пр} = \sqrt{2,9^2 + 1,8^2} = 3,4 \text{ ВА.}$$

Паспортные характеристики принятых в проекте трансформаторов напряжения описаны в таблице 13.

Таблица 13 –Паспортные характеристики трансформаторов напряжения подстанции

Тип ТН	U _н , кВ	S _{пр} , ВА
НОЛ-СЭЩ-35	35	600
ЗНОЛ-СЭЩ-6	6	600

Расчетные характеристики принятых в проекте трансформаторов напряжения описаны в таблице 14

Таблица 14 – Расчетные характеристики трансформаторов напряжения подстанции

Тип ТН	U _н , кВ	S _{пр} , ВА
НОЛ-СЭЩ-35	35	3,4
ЗНОЛ-СЭЩ-6	6	2,2

6.6 Выбор Высоковольтных предохранителей подстанции

Стоит отметить, что: «выбор высоковольтных предохранителей основан на схожих критериях с выключателями» [2], [6] в связи с этим не имеет смысла описание методики выбора высоковольтных предохранителей [5].

Паспортные характеристики принятых в проекте предохранителей описаны в таблице 15.

Таблица 15 – Паспортные характеристики высоковольтных предохранителей подстанции

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	Ток срабатывания, кА	Номинальное напряжение, кВ	Назначение
ПВТ-35	7	10,0	6	Защита ТСН
ПВН-35	3	10,0	6	Защита ТН
ПВТ-101	3	10,0	35	Защита ТН

Расчетные характеристики принятых в проекте предохранителей описаны в таблице 16.

Таблица 16 – Расчетные характеристики высоковольтных предохранителей подстанции

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	Ток срабатывания, кА	Номинальное напряжение, кВ	Назначение
ПВТ-35	6,5	0,6	6	Защита ТСН
ПВН-35	1,2	0,3	6	Защита ТН
ПВТ-101	2,3	0,3	35	Защита ТН

6.7 Выбор ошиновки подстанции

Гибкие шины выбираются по двум главным критериям [17]:

- тепловое воздействие тока нагрузки;
- возникновение коронного разряда под влиянием поля, наведенного протекающим током.

Для выбора сечения шины используется первый критерий (31):

$$I_n \leq I_d \quad (31)$$

По таблицам [19] следует определить наиболее подходящее значение сечения по критерию длительно допустимого тока. Току нагрузки соответствует сечение шин равное 35 мм². Таким образом (31):

$$145,2 \text{ A} \leq 175 \text{ A.}$$

Ток нагрузки меньше, чем допустимый ток выбранного сечения шин, выбранное сечение отвечает требованиям первого критерия.

Теперь, шины проверяются по второму критерию. Ниже изложена методика.

Сначала нужно узнать критическую напряженность поля, создаваемого током вокруг шины, выше значения которой начинается ионизация воздуха вокруг шины (32):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (32)$$

где m – коэффициент, определяющий шероховатость материала шины;
 r_0 – радиус шины, см.

Критическая напряженность поля вокруг шины, выше которой начинается ионизация воздуха (32):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,32}} \right) = 31,3 \text{ кВ/см.}$$

Средняя напряженность поля, создаваемого током вокруг шины, определяется соотношением (33):

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{срг}}}{r_0}} \quad (33)$$

где $D_{\text{срг}}$ – среднее расстояние между соседними шинами, см.

Подставляя нужные значения в соотношение (33), средняя напряженность поля вокруг шины равна:

$$E = \frac{0,345 \cdot 35}{1,32 \cdot \lg \frac{1500}{1,32}} = 3,0 \text{ кВ/см.}$$

Теперь следует использовать непосредственно критерий возникновения коронного разряда вокруг шины (34):

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (34)$$

Подставляя нужные значения в выражение критерия (34), получается:

$$1,07 \cdot 3,0 \leq 31,3.$$

Коронного разряда вокруг шин не возникает.

Выводы по разделу. В этом разделе ВКР осуществлен выбор электрических аппаратов для подстанции. При выборе выключателей отдано предпочтение вакуумным выключателям в силу их экологичности пожаробезопасности, надежности и сравнительно простой конструкции. При выборе измерительных трансформаторов отдано предпочтение конструкциям с заполнением элегазом, такие измерительные трансформаторы отвечают современным условиям пожаробезопасности объектов электросетевого хозяйства, надежность таких измерительных трансформаторов выше, чем у маслонаполненных. Выбраны разъединители типа РН-СЭЩ-35, для обеспечения защиты от перегрузок и КЗ трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд выбраны высоковольтные предохранители типа ПВТ-101, отвечающие современным требованиям обеспечения защиты электрических аппаратов. В заключительной части раздела определены параметры ошиновки открытого распределительного устройства ПС. В результате выбрана гибкая ошиновка, материал ошиновки сталеалюминевый провод, сечение отвечает критерию длительно допустимого тока, коронного разряда вокруг шин не возникает.

7 Собственные нужды подстанции

Известно, что: «система собственных нужд подстанции обеспечивает питание цепей защиты и автоматики, охранных систем, систем пожаротушения подстанций» [16]. Также, система собственных нужд ПС обеспечивает электроснабжение приводов коммутационных аппаратов, систем охлаждения трансформаторов, системы освещения, отопления и прочее [16], [20].

Как правило, в состав систем собственных нужд ПС входят следующие элементы:

- информационно-измерительная система;
- отопление помещений подстанции;
- освещение площадки распределительного устройства;
- розеточная сеть подстанции;
- системы обогрева электрических аппаратов;
- электроснабжение приводов электрических аппаратов и механизмов силовых трансформаторов.

Как сообщает источник: «для электроснабжения потребителей собственных нужд используются трансформаторы, именуемые трансформаторами собственных нужд (ТСН), источником питания которых выступают силовые трансформаторы» [7].

Электроприемники СН ПС рассматриваемой в ВКР приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Электроприемники системы собственных нужд подстанции

электроприемник	активная мощность, кВт
Освещение площадки распределительного устройств	18,5
Отопление помещений	43,2
Системы обогрева	24,4
Электроприводы силовых трансформаторов	23,2

Продолжение таблицы 17

Привод выключателей, разъединителей,	20,0
Информационно-измерительная система	1,4
Розеточная сеть	5,1
Суммарная нагрузка	135,8

Выбор ТСН осуществляется по критерию активной мощности потребителей (35):

$$S_{\text{ТСН}} = k_z \cdot P_c \quad (35)$$

где P_c – активная мощность потребителей, отнесенных к категории собственных нужд, кВт.

Подставляя известные значения в формулу (35), получается необходимая мощность этого ТСН:

$$S_{\text{ТСН}} = 0,7 \cdot 135,8 = 95,1 \text{ кВА.}$$

Наиболее подходящим вариантом является трансформатор типа ТМГ-100/6, произведенный ООО «Тольяттинский трансформатор».

Выводы по разделу. Итак, в этом разделе определены параметры системы собственных нужд подстанции, которые необходимы для выбора самого ТСН. Выбранный ТСН имеет герметичное исполнение, что позволяет говорить о его малогабаритности и большей эксплуатационной безопасности.

8 Система оперативного тока подстанции

Как известно: «системы оперативного тока используются на объектах электроэнергетики как источник питания для средств релейной защиты, автоматики, информационно-измерительных систем, средств учета электроэнергии» [22].

Раньше на подстанциях использовали системы переменного оперативного тока. Такое решение главным образом продиктовано фактом сложности и дороговизны обслуживания систем постоянного оперативного тока, источником питания в которых выступали кислотные аккумуляторные батареи. Как правило, такие системы были характерны для электростанций.

С развитием силовой электроники стало возможным массовое использование систем постоянного оперативного тока на подстанциях, к тому же, современные технологии изготовления аккумуляторных батарей позволяют эксплуатировать их без обслуживания, что значительно удешевляет расходы на систему постоянного оперативного тока. Типовая система постоянного оперативного тока показана на рисунке 8.

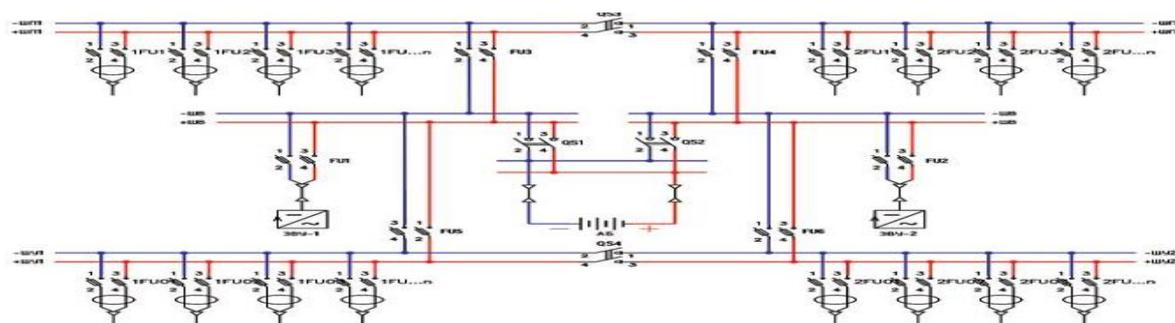


Рисунок 8 – Система постоянного оперативного тока подстанции

Выводы по разделу. Преимуществом аккумуляторной системы постоянного оперативного тока выступает полная автономность, такого преимущества нет у систем переменного оперативного тока. В итоге, для подстанции принимается система постоянного оперативного тока.

9 Релейная защита подстанции

Известно, что: «релейная защита – средство реагирования на аварийные ситуации в электросетевом комплексе. Для защиты оборудования подстанций от токов короткого замыкания предусмотрены следующие виды защит: дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), максимальная токовая защита трансформатора (МТЗТ), газовая защита трансформатора (ГЗТ). Предусмотрены защиты отходящих линий: максимальная токовая защита отходящих линий (МТЗЛ), токовая отсечка (ТО) отходящих линий. Предусмотрены защиты шин, например, дифференциальная защита шин (ДЗШ)» [14], [15].

В рамках ВКР, предусмотрен расчет МТЗ трансформатора, токовой отсечки трансформатора, ДЗТ, защиты от перегрузки отходящих линий [15], [4].

Вышеприведенный перечень не является исчерпывающим, в нем приведены наиболее важные защиты подстанций общего назначения.

9.1 Минимальные и максимальные ТКЗ на сторонах ВН и НН силовых трансформаторов подстанции

Известно, что: «для расчета уставок, нужны сведения о сопротивлениях защищаемых элементов схемы подстанции, после их нахождения, можно определять параметры токов короткого замыкания» [25]. Первоочередно определяются индуктивные сопротивления силового трансформатора при его максимальном напряжении (36):

$$x_{т.мак} = \frac{U_{кмак}}{100} \cdot \frac{U_{макВН}^2}{S_T} \quad (36)$$

где $U_{кмак}$ – напряжение КЗ силового трансформатора при максимальном напряжении, %.

Подставляя значения в формулу (36), получается значение сопротивления трансформатора при его максимальном напряжении:

$$x_{\text{т.макс}} = \frac{11,2}{100} \cdot \frac{40^2 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^6} = 18,0 \text{ Ом.}$$

Аналогичным образом, следует определить сопротивление силового трансформатора при его минимальном напряжении (37):

$$x_{\text{т.мин}} = \frac{U_{\text{кмин}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{минвн}}^2}{S_{\text{т}}} \quad (37)$$

где $U_{\text{кмин}}$ – напряжение КЗ силового трансформатора при его минимальном напряжении, %.

Подставляя значения нужных параметров, получается значение сопротивления силового трансформатора при его минимальном напряжении (37):

$$x_{\text{т.мин}} = \frac{9,2}{100} \cdot \frac{29^2 \cdot 10^3}{10 \cdot 10^6} = 7,7 \text{ Ом.}$$

Теперь нужно определить сопротивление энергосистемы по выражению (38):

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{\text{к}}^{(3)}} \quad (38)$$

Подставляя значения параметров в формулу (39), получается значение сопротивления энергосистемы:

$$x_{\text{с}} = \frac{35^2 \cdot 10^3}{400 \cdot 10^6} = 3,1 \text{ Ом.}$$

Дальше нужно узнать сопротивление ВЛ, по которой получает питание подстанция (40):

$$x_{л} = x_0 \cdot l \quad (40)$$

Подставляя нужные значения в формулу (40), получается значение сопротивления ВЛ:

$$x_{л} = 0,43 \cdot 12,0 = 5,2 \text{ Ом.}$$

Имея значения сопротивлений трансформатора, можно узнать значение токов КЗ при его максимальном и минимальном значениях напряжения. При его максимальном напряжении ток КЗ определяется согласно (41):

$$I_{к.мак.ВН}^{(3)} = \frac{U_{срвн} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{рпн}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{тмак} + x_{л})} \quad (41)$$

Подставляя нужные значения в формулу (41), получается значение тока КЗ при максимальном значении напряжения трансформатора:

$$I_{к.мак.ВН}^{(3)} = \frac{35 \cdot 10^3 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (3,1 + 18,0 + 5,2)} = 0,7 \text{ кА.}$$

Формула (41) во многом повторяет формулу (42), за исключением того, что учитывается не максимальное, а минимальное значение напряжения трансформатора:

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{срвн} \cdot \left(1 - \frac{\Delta U_{рпн}}{100}\right)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{тмин} + x_{л})} \quad (42)$$

Подставляя нужные значения в формулу (42), получается значение тока КЗ при минимальном значении напряжения трансформатора:

$$I_{\text{к.мин.ВН}}^{(3)} = \frac{35 \cdot 10^3 \cdot (1 - \frac{8}{100})}{\sqrt{3} \cdot (3,1 + 7,7 + 5,2)} = 1,1 \text{ кА.}$$

9.2 Максимальная токовая защита силовых трансформаторов подстанции

Для расчета тока срабатывания МТЗ трансформатора правомерно использование выражения (43):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{пот}} \quad (43)$$

где $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле.

Подставляя нужные значения в формулу (43), получается значение тока срабатывания реле по стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 145,2 = 284,1 \text{ А.}$$

По стороне низкого напряжения ток срабатывания реле МТЗ возможно определить формулой (44):

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{I_{\text{МТЗ}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{гт.ВН}}} \quad (44)$$

Подставляя нужные значения в формулу (44), получается значение тока срабатывания реле по стороне низкого напряжения:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq \frac{284,1 \cdot 1,3}{20} = 1,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле принимается равным 2,0 А.

Для проверки надежности защиты следует использовать критерий, которым выступает коэффициент чувствительности (45):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}} \quad (45)$$

Подставляя в формулу (45) нужные значения, получается значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{900}{1,8} = 48,6 > 1,5$$

Важным параметром МТЗ является время ее срабатывания (46):

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t \quad (46)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий, отходящих от подстанции, с;

$t_{\text{МТЗ}}$ – время срабатывания защиты МТЗ-2, с;

Подставляя нужные значения в формулу (46), получается значение времени срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

9.3 Токовая отсечка силовых трансформаторов подстанции

Зная параметры токов КЗ на максимальных и минимальных ответвлениях, можно перейти непосредственно к расчету самих уставок.

Первым параметром, который нужно определить выступает значение тока, при котором реле токовой отсечки приводится в действие (47):

$$I_{CO} \geq k_n \cdot I_{Kmax}^{(3)} \quad (47)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент надежности принимается равным 1,3.

Подставляя нужные значения в формулу (47), получается значение тока, при котором реле приводится в действие:

$$I_{CO} \geq 1,3 \cdot 1,1 = 1,4 \text{ кА.}$$

Зная ток срабатывания реле токовой отсечки, можно узнать ток срабатывания реле во вторичной цепи защиты (48):

$$I_{с.СО} \geq \frac{I_{CO} \cdot K_{сх}}{n_{т.вн}} \quad (48)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы при симметричном режиме;

$n_{т.вн}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока РУВН.

Подставляя нужные значения в формулу (48), получается искомое значение тока срабатывания:

$$I_{с.СО} \geq \frac{1,4 \cdot 1,3}{20} = 0,9 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания реле округляется до 1,0 А.

Выше рассчитаны параметры защиты для максимального ответвления устройства РПН, ниже рассчитываются параметры токовой отсечки для минимального ответвления РПН.

Теперь нужно определить действительный ток срабатывания токовой отсечки силового трансформатора при помощи выражения (49):

$$I_{TO,д} \geq \frac{I_{ср.то} \cdot K_{тт.вн}}{K_{сх}} \quad (49)$$

Ток срабатывания защиты на стороне высокого напряжения равен (49):

$$I_{TO,д} \geq \frac{1,0 \cdot 20}{1,3} = 1,3 \text{ кА.}$$

Необходимо определить ток срабатывания защиты на двухфазное КЗ трансформатора (50):

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин.вн}^{(3)} \quad (50)$$

Подставляя нужные значения в формулу (50), ток срабатывания равен:

$$I_{Kmin}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,1 = 0,9 \text{ кА.}$$

Согласно информации из источника: «критерием оценки надежности защиты выступает коэффициент чувствительности» [24] (51):

$$K_{ч} = \frac{I_{Kmin}^{(2)}}{I_{TO}} \quad (51)$$

Подставляя нужные значения в формулу (51), получается значение коэффициента чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{0,9}{1,4} = 1,3.$$

Критерий показывает, что защита обладает нужной чувствительностью.

9.4 Дифференциальная защита силовых трансформаторов подстанции

Для расчета уставки ДЗ предварительно определяется относительное значение внешнего тока КЗ (52):

$$I_{KmaxK3.внеш}^* = \frac{I_{kmax}^{(3)}}{I_{номВН}} \quad (52)$$

Подставляя нужные значения в формулу (52), получается относительное значение внешнего тока КЗ:

$$I_{KmaxK3.внеш}^* = \frac{700,0}{145,2} = 4,8 \text{ А}$$

Теперь нужно определить уставку начального тока срабатывания ДЗТ (53):

$$I_{ДЗТ.нач} = k_{отс} \cdot I_{KmaxK3.внеш}^* \quad (53)$$

Используя известные значения, получается значение уставки защиты (53):

$$I_{ДЗТ.нач} = 1,2 \cdot 0,92 \cdot 4,8 = 5,3 \text{ А.}$$

Значение уставки защиты принимается равным 5 А.

Таким же образом, нужно определить ток срабатывания защиты по стороне высокого напряжения (54):

$$I_{ДЗТ} = \frac{I_{диф}}{I_{ном}} \cdot I_{номВН} \quad (54)$$

Подставляя нужные значения в формулу (54), получается значение тока срабатывания защиты по стороне высокого напряжения:

$$I_{ДЗТ}=5 \cdot 145,2 = 726,0 \text{ А}$$

Теперь нужно выполнить критериальную оценку надежности защиты (55):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Кmin}}^{(2)}}{I_{\text{Диф}}} \quad (55)$$

Подставляя нужные значения в формулу (55), получается значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{900,0}{726,0} = 2,07.$$

Коэффициент чувствительности защиты больше 2, защита чувствительна.

Теперь следует определить ток срабатывания второй ступени ДЗТ (56):

$$I_{ДЗТ2} = k_{\text{отс}} \cdot I_{ДЗТ} \quad (56)$$

Подставляя нужные значения в формулу (56), получается значение тока срабатывания второй ступени ДЗТ:

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 726,0 = 871,0 \text{ А.}$$

Необходимо определить коэффициент торможения реле (57):

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{I_{\text{ДЗТ2}} - I_{\text{ДЗТ.нач}}}{1,5 - 0,5} \quad (57)$$

Подставляя нужные значения в формулу (57), значение коэффициента получается равным:

$$K_{\text{торм}} \geq \frac{871,0 - 5,3}{1,5 - 0,5} = 86 \%$$

Следует определить дифференциальный ток защиты (58):

$$I_{\text{ДЗТ2}} = I_{\text{ДЗТ2}} \cdot k_{\text{отс}} \quad (58)$$

Подставляя нужные значения в формулу (58), получается дифференциальный ток:

$$I_{\text{ДЗТ2}} = 871,0 \cdot 1,3 = 1132,0 \text{ А.}$$

Зная дифференциальный ток, можно узнать тормозной ток реле (59):

$$I_{\text{Т}} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{Д1}}}{I_{\text{НОМ}}} \quad (59)$$

Подставляя нужные значения в формулу (59), получается значение тормозного тока реле:

$$I_{\text{Т}} = \frac{0,5 \cdot 2,6}{145,5} = 0,8 \text{ о. е.}$$

Следует выполнить проверку коэффициента чувствительности защиты [12] (60):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ДЗТ}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{min}})}{I_{\text{ДЗТ2}} - I_{\text{T}}} \quad (60)$$

Подставляя нужные значения в формулу (60), получается значение коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{726,0 \cdot (1 - 0,7)}{1132,0 - 0,8} = 3,2$$

Коэффициент чувствительности равен 3,2, защита чувствительна.

9.5 Защита от перегрузки отходящих линий отходящих от подстанции

При расчете уставки защиты от перегрузки определяется соотношением (61):

$$I_{\text{п}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нн.ном}} \quad (61)$$

где $I_{\text{нн.ном}}$ – номинальный вторичный ток силового трансформатора, А.

Подставляя нужные значения в формулу (61), получается значение уставки этой защиты:

$$I_{\text{п}} \geq \frac{1,2}{0,92} \cdot 847,7 = 1105,7 \text{ А.}$$

Выводы по разделу. Итак, в этом разделе расчетным путем определены параметры релейной защиты рассматриваемой подстанции. Проведена критериальная оценка надежности всех рассматриваемых защит. Критерий – коэффициент чувствительности. По итогам, все защиты обладают нужной чувствительностью.

10 Заземление и молниезащита подстанции

Как следует из источника: «заземление – важная составляющая каждой подстанции, обеспечивающая безопасность эксплуатации ее оборудования и персонала, эксплуатирующего это оборудование, в связи с этим, к вопросу расчета заземления подстанции необходимо подходить крайне ответственно» [10]. При проектировании систем заземления подстанций следует использовать положения, методы и методики, изложенные в материалах [9] и [10]. Как правило, система заземления подстанции выполняется в виде металлического контура, соединенного с металлическими частями электрооборудования подстанции.

Также следует отметить, что: «не менее важным актом электробезопасности выступает система молниезащиты подстанции. Удар молнии способен вызвать пожар на силовом трансформаторе, вывести из строя коммутационное оборудование и другое. К тому же, грозовые импульсы, порождаемые молнией, крайне негативно воздействуют на изоляцию электрооборудования. С этой целью каждая подстанция должна быть оснащена системой молниезащиты.» [5], [11].

Сначала нужно выполнить расчет заземления по стороне низкого напряжения подстанции [9], [10].

Первоочередно нужно узнать сопротивление заземлителя (62):

$$R_3 = \frac{250}{I^{(1,1)}} \quad (62)$$

Подставляя нужные значения в формулу (62), значение заземлителя равно:

$$R_3 = \frac{250}{130} = 1,92 \text{ Ом.}$$

Следует определить сопротивление почвы, с которой соприкасается заземлитель (63):

$$\rho_p = \rho \cdot k_c \quad (63)$$

где ρ – удельное сопротивление почвы, Ом/м;

k_c – сезонный повышающий коэффициент, принимается равным 1,15.

Сопротивление почвы равно (63):

$$\rho_p = 72 \cdot 1,15 = 82,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Зная сопротивление почвы, можно узнать сопротивление растеканию единичного вертикального заземлителя (64):

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho_p}{l} \cdot \ln 4l \quad (64)$$

где l – длина вертикального заземлителя, м.

Подставляя нужные значения в формулу (64), это сопротивление равно:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{82,8}{2} \cdot \ln 4 \cdot 2 = 13,6 \text{ Ом}$$

Далее следует определить сопротивление растеканию соединительной полосы между вертикальными заземлителями (65):

$$R_{II} = 0,183 \cdot \frac{\rho_p}{l} \cdot \ln \frac{2l}{b} \quad (65)$$

где b – ширина соединительной полосы, м.

Подставляя нужные значения в формулу (65), это сопротивление равно:

$$R_{\Pi} = 0,183 \cdot \frac{82,8}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 2}{2} = 12,4 \text{ Ом}$$

Теперь следует определить число вертикальных заземлителей (66):

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} \cdot R_{\text{з}}} \quad (66)$$

где $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикального заземлителя.

Подставляя нужные значения в формулу (66), число вертикальных заземлителей равно:

$$n_{\text{в}} = \frac{29,1}{0,7 \cdot 1,92} = 13,6 \approx 14.$$

По стороне высокого напряжения подстанции расчет заземления базируется на аналогичной методике, результаты расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Окончательные результаты расчета числа заземлителей на подстанции

Сторона 35 кВ			Сторона 6 кВ		
$R_{\text{в}}'$	$R_{\text{г}}'$	$n_{\text{в}}'$	$R_{\text{в}}'$	$R_{\text{г}}'$	$n_{\text{в}}'$
1	2	3	4	5	6
4,4	3,5	24	3,6	2,3	12

Следует перейти к расчетам, связанным с параметрами системы молниезащиты ПС.

Первоочередно следует определить целесообразность организации системы молниезащиты для подстанции. Для этого рассчитывается число ударов молнии в отдельно стоящий молниеотвод с применением выражения (67):

$$N = 1,5 \cdot \pi \cdot n \cdot h^2 \cdot 10^{-6} \quad (67)$$

где n – годовое число часов с грозой, ч;

h – высота молниеотвода, принимается м.

Согласно карте грозовой активности, число часов с грозой в Московской области равно 40. Высоту одиночного стержневого молниеотвода следует принять равной 25 м.

Подставляя нужные значения в выражение (67) число ударов молнии в отдельно стоящий молниеотвод равно:

$$N = 1,5 \cdot \pi \cdot 40 \cdot 25^2 \cdot 10^{-6} = 0,02$$

Из расчета следует, что организация системы молниезащиты для подстанции целесообразна.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода определяется условием (68):

$$L = 8 \cdot (h - h_x) \quad (68)$$

где h_x – высота защищаемого сооружения, м.

Применяя вышеприведенное условие, высота молниеотводов должна быть равна (68):

$$L = 8 \cdot (25 - 6) = 152 \text{ м}$$

Выводы по разделу. В данном разделе ВКР выполнен расчет заземления и молниезащиты. Расчетом показано, что для обеспечения условий электробезопасности необходимо наличие 12 заземлителей, и не менее 40 на стороне 35 кВ. При расчете молниезащиты определено количество молниеотводов – 12.

Заключение

Итак, в выпускной квалификационной работе выполнен проект реконструкции электрической части ПС 35/6 кВ «Троицкая».

Основопологающей информацией для выбора силовых трансформаторов, электрических аппаратов, расчета ТКЗ послужил график электрических нагрузок, составленный в первом разделе. Во втором разделе выполнено технико-экономическое сравнение силовых трансформаторов, по результатам которого выбран трансформатор типа ТДНС-10000/35. Выбрана электрическая схема ПС – типовая схема 35-5н, отличающаяся большей надежностью в сравнении со схемой 35-4. Следующим этапом выступил расчет токов короткого замыкания, по результатам которого сделано заключение об отсутствии в необходимости установки токоограничивающих реакторов. Шестым разделом выступает выбор электрических аппаратов. Предпочтение отдано вакуумным и элегазовым электрическим аппаратам, которые отвечают современным требованиям экологичности и пожарной безопасности. Определен состав потребителей собственных нужд с последующим выбором трансформаторов собственных нужд. Определены уставки устройств релейной защиты, по результатам этого расчета установлено, что все защиты обладают нужной чувствительностью и готовы сработать в случае аварийной ситуации. Последним этапом выступает расчет заземления и молниезащиты.

Таким образом, цель, поставленная в выпускной квалификационной работе, достигнута, проект реконструкции ПС 35/6 кВ «Троицкая» выполнен.

Список используемых источников

1. Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей. Екатеринбург: УрФУ, 2017. 164 с.
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Стандарт, 2007.
3. Ерошенко С.А. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2019. 108 с.
4. Захаров В.А. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Екатеринбург: УрФУ, 2018. 236 с.
5. Земцов А.И. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учебное пособие. Самара: СамГТУ, 2015. 102 с.
6. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Томск: ТПУ, 2007. 156 с.
7. Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. М.: Энергосервис, 2019. 22 с.
8. Кимкетов М.М. Проектирование электрической подстанции. Черкесск: СевКавГГТА, 2018. 48 с.
9. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. М.: Академия, 2010. 288 с.
10. Китаев В.Е. Трансформаторы. М.: Высшая школа, 2014. 207 с.
11. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций. Екатеринбург: УрФУ, 2015. 102 с.
12. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2017. 146 с.
13. Мазуркевич В.Н. Проектирование заземляющих устройств ОРУ электрических станций и подстанций. Минск: БНТУ, 2012. 58 с.

14. Почаевец В.С. Электрические подстанции. Москва: Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2012. 492 с.
15. Пустынников С.В. Теоретические основы электротехники. Часть 1. М.: Академия, 2017. 93 с.
16. Родштейн Л.А. Электрические аппараты: учебное пособие. М.: Энергоиздат, 2018. 304 с.
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Москва: Академия. 2013. 449 с.
18. Самолина О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2017. 47 с.
19. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. Москва: Энергоатомиздат, 2017. 528 с.
20. Яковлев В.Н. Разъединители высоковольтные и приводы. Самара: СамГУПС, 2003. 35 с.
21. Mathebula V.C. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids. Protection and control of modern power systems, №13, 2022. P. 55-65.
22. Ming Z. Adaptive relay coordination using a busbar splitting approach for a system integrity protection scheme. Protection and control of modern power systems, №14, 2022. P. 12-16.
23. Rashidul I. Improved voltage tracking of autonomous microgrid technology using a combined resonant controller with lead-lag compensator adopting negative imaginary theorem. Protection and control of modern power systems, №10, 2022. p. 32-39.
24. Saikrishna R. Reliability of IEC 61850 based substation communication network architecture considering quality of repairs and common cause failures: Optimal dual characteristic using numerical relays. Protection and control of modern power systems, №13, 2022. P. 101-105.

25 Siddiqui A.S. Optimal allocation and sizing of conglomerate DG-FACTS using an artificial neural network and heuristic probability distribution methodology for modern power system operationsh, №9, 2022. P. 105-108.