

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,
организаций и учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства
понижительной подстанции 110/35/6 кВ «Жигулевская»

Студент

П.Д. Новиков
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2020

Аннотация

Выпускной квалификационной работой является реконструкция подстанции 110/35/6 кВ «Жигулевская».

При выполнении работы составлены следующие основные разделы:

- Характеристика подстанции 110/35/6 кВ «Жигулевская»,
- Выбор и проверка силовых трансформаторов ПС «Жигулевская»,
- Выбор блок-схем и распределительных устройств ПС «Жигулевская»,
- Расчет тока короткого замыкания ПС «Жигулевская»,
- Выбор и проверка высоковольтного оборудования,
- Выбор питания собственных нужд ПС «Жигулевская»,
- Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора ПС «Жигулевская»,
- Расчет заземляющего контура ПС «Жигулевская»,
- Расчет защиты от молнии ПС «Жигулевская»,
- Заключение.

Записка с расчетами состоит из 41 страниц и 6 чертежей А1.

Abstract

The title of the graduation work is «Reconstruction of electrical equipment and electrical facilities of Zhigulevskaya 110/35/6 kV Substation».

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are studying the substation, the equipment and the area of its location; the old equipment is checked and the new one is calculated with its subsequent verification and the final part, where the result of all the work is carried out.

We give full coverage to the state and choice of new equipment, in particular the justification that power transformers are not replaced and there is no need to recalculate relay protection. The best solution for the new equipment will be high-voltage switches, disconnectors, measuring current and voltage transformers, grounding with lightning protection.

The graduation work consists of an explanatory note including 6 figures, 18 tables, the list of 20 references including 5 foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The results show clearly that the reconstruction of the substation takes place and increases the level of its reliability and safety for the personnel who work there. It is necessary to consider the fact about the connection of new consumers to the power supply from this substation which may lead to the need for a new reconstruction, such as the replacement of power transformers with relay protection.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика подстанции 110/35/6 кВ «Жигулевская».....	6
2 Выбор и проверка силовых трансформаторов ПС «Жигулевская».....	7
3 Выбор блок-схем и распределительных устройств ПС «Жигулевская».....	9
4 Расчет тока короткого замыкания ПС «Жигулевская».....	11
5 Выбор и проверка высоковольтного оборудования.....	16
5.1 Перечень выбранного высоковольтного оборудования.....	16
5.2 Проверка высоковольтного оборудования.....	20
6 Выбор питания собственных нужд ПС «Жигулевская».....	31
7 Расчет релейной защиты силового трансформатора ПС «Жигулевская».....	33
8 Расчет защиты от молнии ПС «Жигулевская».....	34
9 Расчет заземляющего контура ПС «Жигулевская».....	37
9.1 Информация по заземлению.....	37
9.2 Расчет заземления.....	38
Заключение.....	39
Список используемой литературы.....	40

Введение

Важной частью современного мира является энергетика, которая обеспечивает электроэнергией жилые и производственные объекты.

Электроэнергией нас обеспечивают электростанции, а передается и распределяется она при помощи подстанций, и вместе они образуют энергетическую систему

Подстанции как правило состоят из вводных конструкций, распределительных устройств, силовых трансформатор и трансформаторов собственных нужд, синхронных компенсаторов или компенсирующих установок, защитных систем и автоматики, и вспомогательных систем, помещений.

В самарской области находится Жигулевская ГЭС, вторая по мощности гидроэлектростанция в Европе, вырабатывающая порядка 2488 МВт и 10 370 млн.кВт·ч., которая обеспечивает электроэнергией огромную часть России.

Именно поэтому очень важно, чтобы подстанции, питающиеся от неё, имели высокую надежность для бесперебойного питания огромной части России.

Одной из таких подстанций является 110/35/6 «Жигулевская», которая питается не только главные понизительные подстанции по линиям 35 кВ, но и КТП города по линиям 6 кВ.

К сожалению, со временем оборудование на подстанции выходит из строя или устаревает. Выход из строя обусловлен долгим сроком службы, либо использование в более жестких условиях из-за чего срок службы просто сокращается. А устаревание связано с технологическим процессом, которые в 21 веке идет огромными шагами в сравнении с прошлыми.

Именно с этим связанна цель изучить подстанцию 110/35/6 «Жигулевская» и по возможности реконструировать её части.

1 Характеристика подстанции 110/35/6 кВ «Жигулевская»

Подстанция находится в промышленной части города «Жигулевск». Введена в эксплуатацию в 1950 году. Установлено два трёхобмоточного трансформатора типа ТДТН, мощность каждого 25 МВА. Процент загрузки составляет порядка 68-75%. Используются открытые РУ на 110 и 35 кВ, и закрытое РУ на 6 кВ.

Подстанция имеет 3 класса напряжений. По 110 кВ происходит основное питание. По линиям 35 кВ питаются, либо связаны такие подстанции, как: ПС 35/6 кВ «Яблоневская», ПС 35/6 кВ «Бытовая», ПС 35/10 кВ «Жигулевская-тяговая», ПС 110/35/6 кВ «Ремзавод», ПС 35/6 кВ «Моркваши». По линии 6 кВ питаются ТП предприятий и города.

Параметры подстанции:

- Длина \approx 66,5 метра,
- Ширина \approx 44,8 метра.

Климатический район:

- Район по ветровому давлению III,
- Район по гололеду IV.

Местоположение подстанции изображено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Местоположение ПС 110/35/6 «Жигулевская»

2 Выбор и проверка силовых трансформаторов ПС «Жигулевская»

Реконструкция данной подстанции не затрагивает замену силовых трансформаторов.

Согласно данным, они не нуждаются в замене на более мощные, так как коэффициент загрузки примерно равен $K_3 \approx 0,68$.

Поэтому заменить трансформаторы можно только в случаях, когда присутствует подобная неисправность:

- Шум внутри трансформатора, сопровождающийся потрескиванием разрядов,
- Сильный нагрев и увеличение тока стороны системы (источника питания),
- Разница сопротивлений обмоток фаз,
- Течь масла из кранов, корпуса или швов бака.

При этом можно учесть то, что данные неисправности можно устранить путём ремонта если они одиночные или пара штук, но если их много, то нужно произвести расчеты и выбрать более экономичный вариант, ремонт или замена.

Но так как трансформаторы работают в нормальном режиме без перегрузок и полностью исправны, то их ресурса хватит еще на десятилетия при своевременной проверке и обслуживании.

На подстанции используются трансформаторы марки ТДТН. Расшифровывается данный трансформатор так:

- Т – Трёхфазный трансформатор,
- Д – Способ охлаждения «Дутье»,
- Т – Трёхобмоточный трансформатор,
- Н – Наличие РПН для регулирования напряжения под нагрузкой.

Изображение трансформатора приведено на рисунке 2.1.

На рисунке подписаны такие части трансформатора, как:

- 1 - Бак трансформатора,

- 2 - Расширитель,
- 3 - Ввод "0" ВН,
- 4 - Ввод ВН,
- 5 - Ввод НН,
- 6 - Ввод СН,
- 7 - Ввод "0" СН,
- 8 - Радиатор панельный,
- 9 - Устройство РПН,
- 10 - Шкаф.

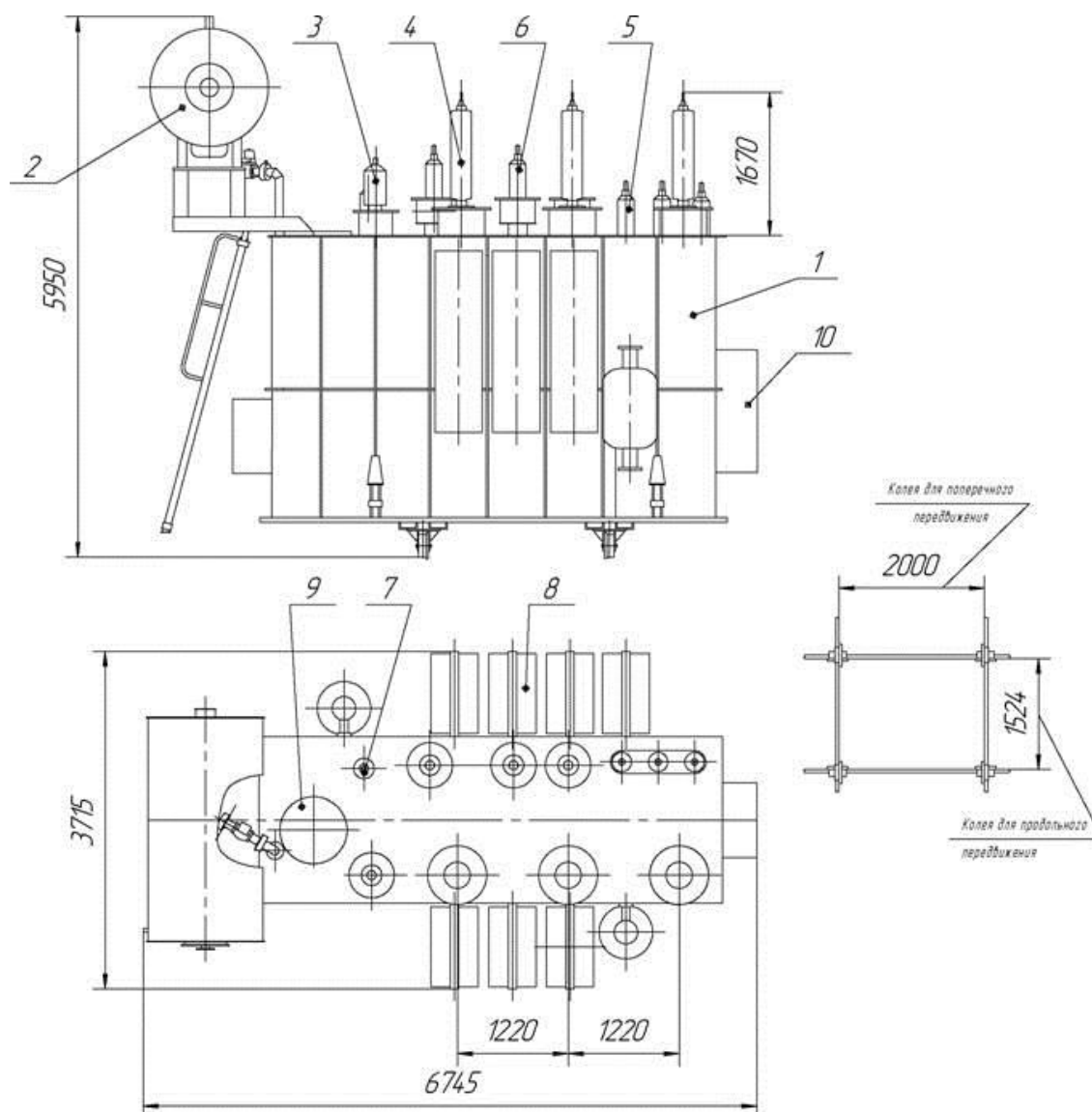


Рисунок 2.1 – Трансформатор ТДТН 25000-110/35/10

3 Выбор блок-схем и распределительных устройств ПС «Жигулевская»

На подстанции имеется 3 класса напряжений:

- 110 кВ,
- 35 кВ,
- 6 кВ.

Исходя из этого, необходимо согласно литературе [1, 2, 3], выбрать электрические схемы на каждый из них с учетом реконструкции.

В связи с тем, что распределительное устройство на 110 кВ не должно подвергаться реконструкции, будут выбраны схемы только на 35 и 6 кВ.

На 35 кВ выбирается схема 35-4Н с 2 трансформаторами и ремонтной перемычкой со стороны линий.

Есть также смысл взять схему 35-5Н, но существует шанс, что не хватит площади для РУ на 35 кВ, так как она располагается в относительно узком месте между силовыми трансформаторами и РУ на 6 кВ.

И 6 кВ можно выбрать стандартную схему с одной системой шин и выключателем.

Пример схем приведены на рисунках 3.1 и 3.2.

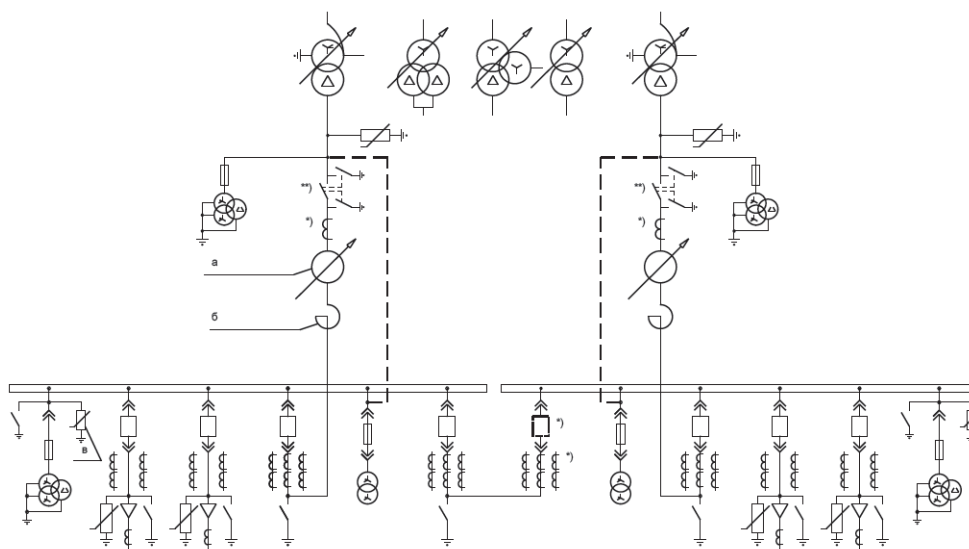


Рисунок 3.1 – Пример электрической схемы на 6 кВ

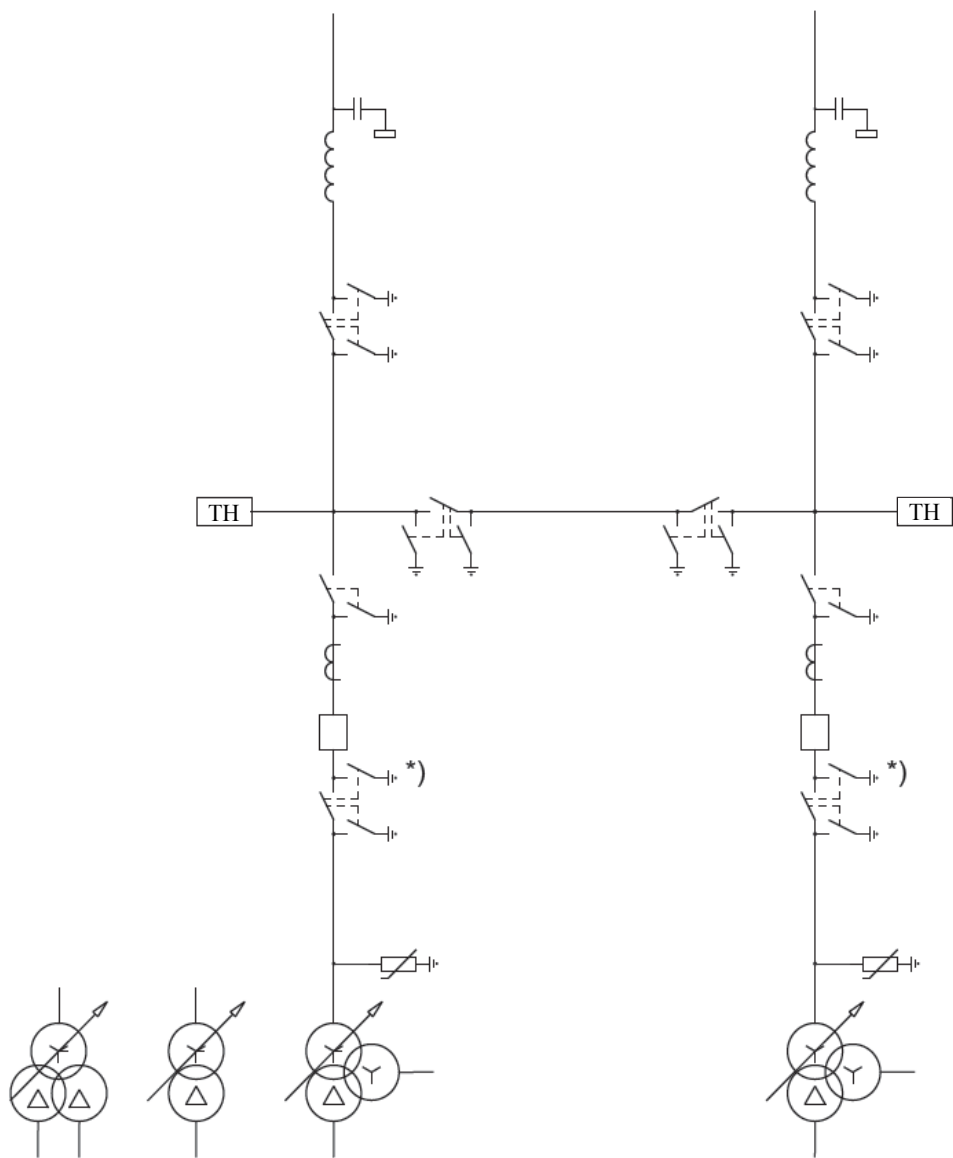


Рисунок 3.2 – Пример электрической схемы на 35 кВ

4 Расчет тока короткого замыкания ПС «Жигулевская»

Рассчитаем трёхфазное КЗ, используя литературу [4, 5].

Запишем необходимые паспортные данные трансформатора ТДТН-25000/110/35/6 в таблицу (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Необходимые паспортные данные трансформатора ТДТН-25000/110/35/6

Параметр	Значение
Марка	ТДТН
Номинальная мощность S_n , МВА	25
Напряжение обмотки ВН $U_{вн}$, кВ	115
Напряжение обмотки СН $U_{сн}$, кВ	38,5
Напряжение обмотки НН $U_{нн}$, кВ	6,6
Напряжение короткого замыкания ВН-СН $U_{к.вн-сн}$, %	10,5
Напряжение короткого замыкания ВН-НН $U_{к.вн-нн}$, %	17
Напряжение короткого замыкания СН-НН $U_{к.сн-нн}$, %	6

Запишем остальные необходимые величины для расчета 3-фазного короткого замыкания на СН и НН в таблицу (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Данные для расчета КЗ

Параметр	Напряжение 110 кВ	Напряжение 35 кВ	Напряжение 6 кВ
$S_б$, МВА	1000	-	-
$U_б$, кВ	115	37	6,3
$S_к$, МВА	4500	-	-
x_0 , Ом/км	0,4	-	-

Продолжение таблицы 4.2

$k_{уд}$	-	1,61	1,82
l , км	$\approx 0,25$	-	-
n , кол.	2	-	-

Изобразим расчетную схему (рисунок 4.1) и схему замещения (рисунок 4.2) с системой, воздушной линией и трансформатором.

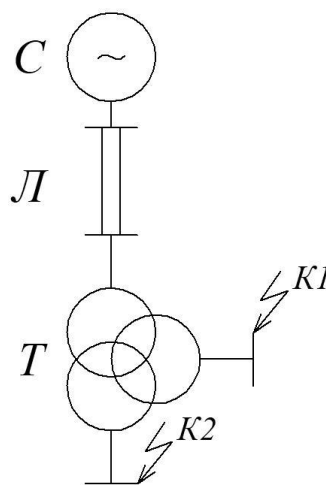


Рисунок 4.1 – Расчетная схема

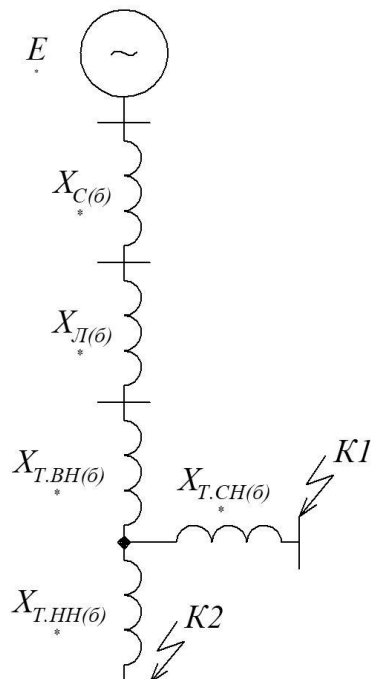


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Определим сопротивление системы по формуле:

$$x_{*C(6)} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (4.1)$$

$$x_{*C(6)} = \frac{1000}{4500} = 0,22 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление линии по формуле:

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{6.B}^2}, \quad (4.2)$$

$$x_{*Л(6)} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,004 \text{ о. е.}$$

Так как трансформатор является трёхобмоточным, то необходимо найти сопротивление каждой обмотки отдельной.

Определим напряжение короткого замыкания для ВН обмотке по формуле:

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.ВН-СН} - U_{к.СН-НН}), \quad (4.3)$$

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \text{ \%}.$$

Определим напряжение короткого замыкания для СН обмотке по формуле:

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}), \quad (4.4)$$

$$U_{к.ВН} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ \%}.$$

Определим напряжение короткого замыкания для СН обмотке по формуле:

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.сн-нн}), \quad (4.5)$$

$$U_{к.вн} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%}.$$

Определим сопротивление каждой обмотки трансформатора по формуле:

$$x_{*т.i(б)} = \frac{U_{к.i}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (4.6)$$

$$x_{*т.вн(б)} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3 \text{ о. е.},$$

$$x_{*т.сн(б)} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = -0,1 \text{ о. е.},$$

$$x_{*т.нн(б)} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,5 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление первой точки по формуле:

$$x_{к1} = x_{*с(б)} + x_{*л(б)} + x_{*т.вн(б)} + x_{*т.сн(б)}, \quad (4.7)$$

$$x_{к1} = 0,22 + 0,004 + 4,3 - 0,1 = 4,424 \text{ о. е.}$$

Определим сопротивление второй точки по формуле:

$$x_{к2} = x_{*с(б)} + x_{*л(б)} + x_{*т.вн(б)} + x_{*т.нн(б)}, \quad (4.8)$$

$$x_{к2} = 0,22 + 0,004 + 4,3 + 2,5 = 7,024 \text{ о. е.},$$

Определим базисный ток по формуле:

$$I_{б.i} = \frac{S_{б.i}}{\sqrt{3} \cdot U_{б.i}}, \quad (4.9)$$

$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$I_{б.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА.}$$

Теперь находим периодическую составляющую тока КЗ по формуле:

$$I_{п.i} = \frac{E''_{*c}}{x_i} \cdot I_{б.i}, \quad (4.10)$$

$$I_{п.к1} = \frac{1}{4,424} \cdot 15,6 = 3,53 \text{ кА,}$$

$$I_{п.к2} = \frac{1}{7,024} \cdot 91,64 = 13,05 \text{ кА.}$$

Осталось рассчитать ударный ток КЗ по формуле:

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot I_{п.i} \cdot k_{уд.i}, \quad (4.11)$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 3,53 \cdot 1,61 = 8,04 \text{ кА,}$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 13,05 \cdot 1,82 = 33,59 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов запишем в таблицу 5.2.

Таблица 4.3 – Результат расчета КЗ

Точка	К1	К2
Периодический ток	3,53 кА	13,05 кА
Ударный ток	8,04 кА	33,59 кА

5 Выбор и проверка высоковольтного оборудования

5.1 Перечень выбранного высоковольтного оборудования

Составим таблицы с выбранным оборудованием (таблица 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7).

Таблица 5.1 – Технические характеристики выключателя на 35 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	1000
Номинальный ток отключения (ток термической стойкости), кА.	25
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Собственное время отключения, с.	0,04
Полное время отключения, с.	0,06
Собственное время включения, с.	0,08

Таблица 5.2 – Технические характеристики разъединителя на 35 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	630
Номинальный ток отключения (ток термической стойкости), кА.	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	31,5

Таблица 5.3 – Технические характеристики трансформаторов тока на 35 кВ

Характеристика	Значение
----------------	----------

Продолжение таблицы 5.3

Номинальное напряжение, кВ.	35
Номинальный первичный ток, А.	600
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	5
Число вторичных обмоток	1
Номинальная вторичная нагрузка: - Обмотки для измерений при $\cos \varphi = 0,8$ - Обмотки для защиты: при $\cos \varphi = 0,8$	10 10
Номинальный класс точности: - Для измерений и учета - Для защиты	0,2S 10P
Ток электродинамической стойкости, кА	63
Ток термической стойкости, кА	25

Таблица 5.4 – Жесткая ошиновка на 35 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	35
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	630
Номинальный ток отключения (ток термической стойкости), кА.	25
Ток электродинамической стойкости, кА	65

Таблица 5.5 – Технические характеристики выключателя на 6 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	4000
Номинальный ток отключения (ток термической стойкости), кА.	50

Продолжение таблицы 5.5

Ток электродинамической стойкости, кА	125
Собственное время отключения, с.	0,03
Полное время отключения, с.	0,05
Собственное время включения, с.	0,05

Таблица 5.6 – Технические характеристики трансформаторов тока на 6 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное напряжение, кВ.	10
Номинальный первичный ток, А.	3400
Номинальный ток при частоте в 50 Гц, А.	5
Число вторичных обмоток	2
Номинальная вторичная нагрузка: - Обмотки для измерений при $\cos \varphi = 0,8$ - Обмотки для защиты: при $\cos \varphi = 0,8$	10 10
Номинальный класс точности: - Для измерений и учета - Для защиты	0,5S 10P
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости, кА	40

Таблица 5.7 – Технические характеристики трансформаторов тока на 6 кВ

Характеристика	Значение
Номинальное первичное напряжение, В.	6000
Номинальное первичное напряжение, В.	100
Номинальная вторичная нагрузка, ВА.	75

5.2 Проверка высоковольтного оборудования

Необходимое и подходящее оборудование выбрано с сайтов производителей [6, 7].

Проверка будет производиться по соответствующей документации [4, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14].

Затем составим таблицу (таблица 5.8) с перечнем выбранного оборудования.

Нужно учесть тот факт, что на 6 кВ можно использовать оборудование на 10 кВ, если нету подходящего оборудования на 6 кВ.

Таблица 5.8 – Перечень высоковольтного оборудования

Наименование оборудования	Напряжение, кВ	Обозначение
Выключатель	35	ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1
	6	ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 У2
Разъединитель	35	РГП-СЭЩ-35/630 УХЛ1
ТТ	35	ТВ-СЭЩ-35-0,2S-10-600/5 О4 ТВ-СЭЩ-35-10Р-10-600/5 О4
	6	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5S/10Р-10/10-2100/5 У2
ТН	6	НАЛИ-СЭЩ-6-0,5-75 У2
Жесткая шина	35	ОЩ-СЭЩ-35
ОПН	35	ОПН-П-35 УХЛ1
	6	ОПН-П-6 УХЛ2

Распределительным устройством будет КРУ-СЭЩ-70.

Проверим выключатель ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1.

Проверка по номинальному напряжению по формуле:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}, \quad (5.1)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Определим максимальный ток по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_3 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,4 \text{ А}.$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле:

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.3)$$

$$577,4 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

Проверим по отключающей способности симметричного тока по формуле:

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (5.4)$$

$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Определим ТАУ по формуле:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (5.5)$$

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}.$$

Определим апериодическую составляющую тока по формуле:

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.6)$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,05 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 0,35 \text{ кА.}$$

Определим номинальный ток отключения апериодической составляющей тока по формуле:

$$I_{a,\text{НОМ}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}}}{100} \right) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, \quad (5.7)$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \right) \cdot 25 = 11,31 \text{ кА.}$$

Проверим по отключающей способности апериодической составляющей тока по формуле:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a,\text{НОМ}}, \quad (5.8)$$

$$0,35 \text{ кА} \leq 11,31 \text{ кА.}$$

Проверим по включающей способности по формулам:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (5.9)$$

$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ВКЛ.НОМ}}, \quad (5.10)$$

$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА.}$$

Проверим по электродинамической стойкости по формулам:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (5.11)$$

$$3,53 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (5.12)$$

$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА.}$$

Определим полное время отключения по формуле:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}}, \quad (5.13)$$
$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Определим тепловой импульс по формуле:

$$B_{\text{к.кз}} = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (5.14)$$
$$B_{\text{к.кз}} = (3,53 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,07 + 0,02) = 1,12 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле:

$$B_{\text{к.вык}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (5.15)$$
$$B_{\text{к.вык}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 43,76 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверим по термической стойкости по формуле:

$$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.вык}}, \quad (5.16)$$
$$1,12 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 43,76 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка выключателя на 35 кВ успешно проведена.

Проверим выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/4000 У2.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 5.1:

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Определим максимальный ток по формуле 5.2:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3\,367 \text{ А.}$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 5.3:

$$3367 \text{ А} \leq 4000 \text{ А.}$$

Проверим по отключающей способности симметричного тока по формуле 5.4:

$$13,05 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА.}$$

Определим ТАУ по формуле 5.5:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Определим аperiodическую составляющую тока по формуле 5.6:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,05 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 8,3 \text{ кА.}$$

Определим номинальный ток отключения аperiodической составляющей тока по формуле 5.7:

$$I_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 50 = 28,28 \text{ кА.}$$

Проверим по отключающей способности аperiodической составляющей тока по формуле 5.8:

$$8,3 \text{ кА} \leq 28,28 \text{ кА.}$$

Проверим по включающей способности по формулам 5.9 и 5.10:

$$13,05 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$
$$33,59 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}.$$

Проверим по электродинамической стойкости по формулам 5.11 и 5.12:

$$13,05 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$
$$33,59 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}.$$

Определим полное время отключения по формуле 5.13:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}.$$

Определим тепловой импульс по формуле 5.14:

$$B_{\text{к.кз}} = (13,05 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 18,73 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 5.15:

$$B_{\text{к.вык}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

Проверим по термической стойкости по формуле 5.16:

$$18,73 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка выключателя на 6 кВ успешно проведена.

Проверим разъединитель РГП-СЭЩ-35/630 УХЛ1.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 5.1:

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 5.3:

$$577,4 \text{ А} \leq 630 \text{ А.}$$

Проверим по электродинамической стойкости по формулам 5.12:

$$8,04 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 5.15:

$$B_{\text{к.РАЗ}} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 10,94 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверим по термической стойкости по формуле 5.16:

$$1,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 10,94 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка разъединителя на 35 кВ успешно проведена.

Проверим трансформаторы тока ТВ-СЭЩ-35-0,2S-10-600/5 О4 и ТВ-СЭЩ-35-10P-10-600/5 О4.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 5.1:

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 5.3:

$$577,4 \text{ А} \leq 600 \text{ А.}$$

Проверим по электродинамической стойкости по формуле 5.12:

$$8,04 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 5.15:

$$B_{\text{к.тт}} = (25 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 43,75 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверим по термической стойкости по формуле 5.16:

$$1,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq 43,75 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Измерительные приборы выбираются с сайта продавца различного оборудования [7].

Определим номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле:

$$Z_{2.\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (5.17)$$

$$Z_{2.\text{НОМ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Заполним таблицу (таблица 5.9) с перечнем подключаемых измерительных приборов на вторичную обмотку.

Таблица 5.9 – Перечень подключаемых измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	п, кол.	S _{приб} , ВА
Амперметр	Э47 600/5А	1	1

Определим суммарное сопротивление всех приборов по формуле 5.17:

$$R_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление проводов по формуле:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (5.18)$$
$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,04 - 0,05 = 0,31 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.19)$$
$$s = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,31} = 3,95 \text{ мм}^2.$$

Выберем сечение равное 4 мм^2 .

Проверка трансформаторов тока на 35 кВ успешно проведена.

Проверим трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-11-0,5S/10P-10/10-3400/5
У2.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 5.1:

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току по формуле 5.3:

$$3367 \text{ А} \leq 3400 \text{ А.}$$

Проверим по электродинамической стойкости по формуле 5.12:

$$33,59 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА.}$$

Определим тепловой импульс, который способен выдержать выключатель по формуле 5.15:

$$B_{к.тт} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 96 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Проверим по термической стойкости по формуле 5.16:

$$18,73 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq 96 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Проверяем вторичную обмотку для подключения измерительных приборов, а именно амперметра, ваттметра и счетчиков.

Измерительные приборы и счетчик выбираются с сайта продавца различного оборудования [7, 15].

Определим номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи по формуле 5.17:

$$Z_{2.ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Заполним таблицу (таблица 5.10) с перечнем подключаемых измерительных приборов на вторичную обмотку.

Таблица 5.10 – Перечень подключаемых измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	п, кол.	S _Σ , ВА
Амперметр	Э47 3400/5А	1	1
Ваттметр	Ц42303	1	1
Счетчик активной и реактивной энергий	HEBA MT 324 1.0 AR E4BS29	1	0,2

Продолжение таблицы 5.10

Суммарная мощность:	2,2
---------------------	-----

Определим суммарное сопротивление всех приборов по формуле 5.17:

$$R_{\text{приб}} = \frac{2,2}{5^2} = 0,088 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление проводов по формуле 5.18:

$$R_{\text{пр}} \leq 0,4 - 0,088 - 0,1 = 0,212 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле 5.19:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,212} = 0,33 \text{ мм}^2.$$

Выберем сечение равное 2,5 мм².

Проверка трансформаторов тока на 6 кВ успешно проведена.

Выбирается НАЛИ-СЭЩ-6-0,5-75 У2.

Проверка по номинальному напряжению по формуле 5.1:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ.}$$

Проверим по вторичной нагрузке.

Проверяем вторичную обмотку для подключения измерительных приборов, а именно вольтметра, ваттметра и счетчиков.

Измерительные приборы с сайта продавца различного оборудования [7].

Заполним таблицу (таблица 5.11) с перечнем подключаемых

измерительных приборов на вторичную обмотку.

Таблица 5.11 – Перечень подключаемых измерительных приборов

Тип прибора	Название прибора	$S_{пр}$, ВА	$n_{пр}$, кол.	S_{Σ} , ВА
Вольтметр	VM-A961	1	1	1
Ваттметр	Ц42303	1	1	1
Счетчик активной энергии и реактивной энергии	HEBA MT 324 1.0 AR E4BS29	10	3	30

Определим суммарную мощность подключенных измерительных приборов по формуле:

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum S_{пр} \cdot \cos \varphi\right)^2 + \left(\sum S_{пр} \cdot \sin \varphi\right)^2}, \quad (5.20)$$
$$S_2 = \sqrt{(1 + 1 + 40 \cdot 0,38)^2 + \left(\sum 40 \cdot 0,93\right)^2} = 41 \text{ ВА},$$

Проверим допустимую вторичную нагрузку по формуле:

$$S_{ном} \geq S_2, \quad (5.21)$$
$$75 \text{ ВА} \geq 41 \text{ ВА}.$$

Проверка трансформаторов напряжения на 6 кВ успешно проведена.

Также выбираются ограничители перенапряжения ОПН-П-6 УХЛ2 и ОПН-П-35 УХЛ1, а также жесткая шина ОЩ-СЭЩ-35, изоляторы и шинопровод на стороне 6 кВ менять не нужно.

6 Выбор питания собственных нужд ПС «Жигулевская»

На подстанции необходимо установить 2 трансформатора для питания самой подстанции [16].

Как правило, питание необходимо для следующего перечня основного оборудования:

- Освещение распределительных устройств,
- Освещение рабочих помещений,
- Обогрев приводов выключателей,
- Обогрев рабочих помещений,
- Релейная защита,
- Автоматика,
- Система видеонаблюдений и пожаробезопасности,
- Щиты.

Составим таблицу (таблица 6.1) с основными потребителями энергии на подстанции.

Таблица 6.1 – Основные потребители на подстанции

Потребители подстанции	Потребляемая мощность, кВт
Освещение РУ	10
Освещение ЗРУ	6
Освещение помещений	20
Отопление помещений	20
Бытовые приборы	20
Подогрев выключателей 110 кВ	20
Подогрев выключателей 35 кВ	15
Подогрев выключателей 10 кВ	10
Приводы оборудования	50
Охлаждение трансформаторов	20

Продолжение таблицы 6.1

Системы защиты и безопасности	20
Общая мощность	211

Рассчитаем мощность трансформаторов по формуле:

$$S_T \geq 0,7 \cdot S_{\text{Оборуд.}} \quad (6.1)$$

$$S_T \geq 0,7 \cdot 211 = 147,7 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМГ-160 кВА.

Системе релейной защиты, автоматики и безопасности необходимо питание. Как правило, используется переменный или постоянный ток.

Чаще всего применяется постоянный с использованием аккумуляторных батарей, которые питают всю систему и одновременно с этим заряжаются через выпрямитель от трансформатора собственных нужд.

7 Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора ПС «Жигулевская»

Как правило, защита трансформатора состоит из других множественных защит.

Их можно поделить на основные и дополнительные (резервные), но в общем виде эти защиты являются такими:

- Дифференциальная защита,
- Газовая защита (если имеется расширитель),
- Защита нулевой последовательности (если имеется заземленная нейтраль),
- Токовая отсечка,
- Максимальная токовая защита или максимальная направленная защита или подобные защиты с пуском минимального напряжения,
- Защита от замыкания на корпус,
- Защита от перегрузки,
- Защита РПН.

Применение находят чаще всего лишь основные защиты, так как они обеспечивают достаточную надежность.

На подстанции «Жигулевская» релейная защита не нуждается в замене по ряду причин:

- Трансформаторы не заменяют, а значит перерасчет защиты не требуется,
- Микропроцессорная защита на данный момент не всегда является более надежной защитой.

8 Расчет защиты от молнии ПС «Жигулевская»

Необходимо рассчитать четырехстержневую молниезащиту подстанции, используя руководящую литературу [17, 18].

Параметры защиты:

- Надежность защиты 0,99,
- Расстояние между молниеотводами ≈ 68 м, ≈ 62 м, ≈ 26 м,
- Высота молниеотводов 30 м,
- Максимальная высота на подстанции равно ≈ 12 м.

Проверим данную молниезащиту.

Определим минимальное необходимое расстояние между молниеотводами по формуле:

$$L_{\text{мин}} = L_c = 2,25 \cdot h, \quad (8.1)$$
$$L_c = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м.}$$

Определим максимальное необходимое расстояние между молниеотводами по формуле:

$$L_{\text{макс}} = 4,75 \cdot h, \quad (8.2)$$
$$L_{\text{макс}} = 4,75 \cdot 30 = 142,5 \text{ м.}$$

Расстояние входит в данные рамки, а значит присутствует провес. Провеса между молниеотводами по ширине и длине не будет.

Определим высоту конуса по формуле:

$$h_o = 0,8 \cdot h, \quad (8.3)$$
$$h_o = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м.}$$

Определим радиус конуса по формуле:

$$r_0 = 0,6 \cdot h, \quad (8.4)$$

$$r_0 = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м.}$$

Определим провес между молниеотводами для диагонали по формуле:

$$h_c = \frac{L_{\text{макс}} - L}{L_{\text{макс}} - L_c} \cdot h_0, \quad (8.5)$$

$$h_{\text{с.диаг}} = \frac{142,5 - 68}{142,5 - 67,5} \cdot 24 = 23,84 \text{ м.}$$

Провес подтвердился, хоть он и не большой.

Определим провес между молниеотводами для ширины и длины по формуле:

$$h_c = h_0, \quad (8.6)$$

$$h_{\text{с.ширина}} = 24 \text{ м,}$$

$$h_{\text{с.длина}} = 24 \text{ м.}$$

Провеса нет.

Найдем радиус зоны на максимальной высоте по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (8.7)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м.}$$

Определим длину в центре по формуле:

$$l_x = \frac{L}{2}, \quad (8.8)$$

$$l_{\text{х.диаг}} = \frac{68}{2} = 34 \text{ м,}$$

$$l_{x.\text{шир}} = \frac{26}{2} = 13 \text{ м,}$$

$$l_{x.\text{длина}} = \frac{62}{2} = 31 \text{ м.}$$

Определим радиус горизонтального сечения в центре между стержнями по формуле:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}, \quad (8.9)$$

$$r_{cx.\text{диаг}} = \frac{24 \cdot (23,84 - 12)}{23,84} = 12 \text{ м,}$$

$$r_{cx.\text{шир}} = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м,}$$

$$r_{cx.\text{длин}} = \frac{24 \cdot (24 - 12)}{24} = 12 \text{ м.}$$

9 Расчет заземляющего контура ПС «Жигулевская»

9.1 Информация по заземлению

Необходимо рассчитать общее заземление подстанции, используя руководящую литературу [20, 21].

Заземление необходимо для предотвращения поражения персонала подстанции, который следит и обслуживает оборудование, электрическим током при нахождении в непосредственной близости к оборудованию, которое могло оказаться под напряжением.

Смертельными токами являются токи от 90 мА, но данный ток может быть и меньше, ибо все зависит от пути прохождения тока и физиологического состояния организма рабочего персонала.

Как правило, заземлению подлежат следующее оборудование:

- Бак силового трансформатора,
- Бак высоковольтного выключателя,
- Корпуса различного оборудования,
- Металлические элементы шинных порталов, опорных конструкций разъединителей, отделителей и другого оборудования распределительных устройств,
- Металлическая броня кабельных линий независимо от назначения (силовых, вторичной коммутации), концевые и соединительные кабельные муфты с металлическим корпусом,
- Металлические гладкостенные и гофрированные трубы, в которых прокладываются электропроводки и другие металлические корпуса действующего оборудования и устройств электроустановок,
- Дверцы, ограждения, корпуса распределительных щитов, шкафов с оборудованием,
- Вторичные обмотки трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Заземление состоит конструктивно из двух элементов:

- Заземлитель — это элемент из металла, который устанавливается непосредственно в землю. Разделяются на 2 типа: искусственные и естественные. Естественное — это различные металлоконструкции, часть которых заходит в землю (трубопроводы различного назначения, металлические оболочки кабельных линий). Искусственные — это металлические пруты минимальным диаметром 10 мм, стальной уголок толщиной от 4 мм и листы стали толщиной 4 мм и сечением в разрезе больше 48 мм^2 .

- Заземляющий проводник – это проводники в виде кабелей или шин, которые соединяют оборудование и заземлители.

При расчете заземления предъявляют требования к его сопротивлению, а именно:

- В электроустановках напряжением выше 1000 В в сетях с эффективно заземленной нейтралью сопротивление должно быть меньше или равно 0,5 Ом,

- В электроустановках напряжением выше 1000 В в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов сопротивление должно быть меньше или равно расчётному сопротивлению $250/I_3$, но при этом максимальное значение равно 10 Ом,

- Если заземляющее устройство одновременно используется и для установок до 1000 В, то сопротивление должно быть меньше или равно расчётному сопротивлению $125/I_3$, но при этом максимальное значение равно 10 Ом.

Также важно сечение проводника, данные запишем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Данные по сечению проводников согласно ПУЭ

Сечение фазных проводников, мм^2	Наименьшее сечение защитных проводников, мм^2
$S \leq 16$	S

Продолжение таблицы 9.1

$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S / 2$

9.2 Расчет заземления

Составим таблицу 9.2 по имеющимся данным для расчета заземления.

Таблица 9.2 – Изначальные данные

$S_{ПС}, м^2$	$R_ч, Ом$	$U_{Прик}, В$	M	$a, м$	$\rho, Ом \cdot м$	$t, м$
2979,2	1000	500	0,5	5	30	0,7

Для начала определим напряжение прикосновения по формуле:

$$U_3 = \frac{U_{доп.прик} \cdot (R_ч + 1,5 \cdot \rho) \cdot \left(\frac{l_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}{M \cdot R_ч}, \quad (9.1)$$

$$U_3 = \frac{500 \cdot (1000 + 1,5 \cdot 30) \cdot \left(\frac{5 \cdot 1309,97}{5 \cdot \sqrt{2979,2}}\right)^{0,45}}{0,5 \cdot 1000} = 4,34 \text{ кВ.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей по контуру по формуле:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}, \quad (9.2)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{2979,2} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 43,67 = 44.$$

Найдем общую длину горизонтальных заземлителей по формуле:

$$L_{\Gamma} = \sqrt{S} \cdot n_{\Gamma}, \quad (9.3)$$

$$L_{\Gamma} = \sqrt{2979,2} \cdot 24 = 1309,97 \text{ м.}$$

Найдем общую длину вертикальных заземлителей по формуле:

$$L_{\text{В}} = l_{\text{В}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (9.4)$$

$$L_{\text{В}} = 5 \cdot 44 = 220 \text{ м.}$$

И в конце найдем сопротивление заземлителя по формулам:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\text{В}} + L_{\Gamma}} = \left(0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \right) \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_{\text{В}} + L_{\Gamma}}, \quad (9.5)$$

$$R_3 = \left(0,38 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2979,2}} \right) \cdot \frac{30}{\sqrt{2979,2}} + \frac{30}{220 + 1309,97} = 0,21 \text{ Ом.}$$

Сопротивление меньше 0,5 Ом, а значит заземление рассчитано успешно.

Сведем все полученные результаты в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Результаты расчетов заземления

Параметр	Результат вычислений
Напряжение прикосновения, кВ	4,34
Количество вертикальных заземлителей, шт.	44
Количество горизонтальных заземлителей, шт.	24
Длина горизонтальных заземлителей, м	1309,97
Длина вертикальных заземлителей, м	220
Сопротивление заземления, Ом	0,21

Заключение

Результатом выпускной квалификационной работы стала спроектированная реконструкция подстанции 110/35/6 «Жигулевская».

Собрана основная информация по подстанции.

Так как силовые трансформаторы работают с коэффициентом загрузки порядка 0,7, то их замена не нужна.

Электрические схемы распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ оставлены такими же, так как для 35 кВ есть ограниченное пространство, а для 6 кВ не нужна вторая сборная шина.

Рассчитан ток трёхфазного короткого замыкания для последующей проверки оборудования.

Выбрано оборудование на 35 кВ и 6 кВ. На 6 кВ выбрано оборудование на напряжение 10 кВ, так как на 6 кВ нету всего оборудования и по габаритам они идентичны.

Выбраны трансформаторы собственных нужд согласно собственной нагрузки подстанции.

Релейная защита не заменена на новую, так как силовые трансформаторы оставлены такие же.

Но заменена молниезащита и защитное заземление.

Также сделаны шесть чертежей А1.

Список используемых источников

1. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
3. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
4. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2015. 152 с.
5. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. Intenational Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017
6. ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения 03.02.2020)
7. ООО «ЭТМ». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.etm.ru> (дата обращения 03.02.2020)
8. ГОСТ Р 52726-2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартиформ, 2007. 51 с.
9. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартиформ, 2019. 39 с.
10. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. 368 p.
11. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Введ. 2017-03-01. М.: Стандартиформ, 2016. 40 с.

12. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2007. 41 с.
13. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. Введ. 2008-01-01. М.: Стандартинформ, 2007. 32 с.
14. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.
15. Продавец различного оборудования «ВсеИнструменты». [Электронный ресурс]. URL: vseinstrumenti.ru (дата обращения 03.02.2020)
16. СТО 70238424.29.240.10.013-2009. Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования. НП ИНВЭЛ. 2009. 76 с.
17. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.
18. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. Newnes, 2005. 290 с/
19. ГОСТ 12.1.038–2001. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. Введ. 1984-07-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. 8 с.
20. IEEE. Guide for safety in AC substation grounding. 2016. 192 p.