

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

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

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства ПС 35/6  
кВ «Яблоневская»

Студент(ка)

С.А. Квашнин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе (ВКР) было реконструировано электрооборудование понизительной подстанции (ПС) 35/6 кВ «Яблоневская». Основной целью ВКР являлось обеспечение надежным электроснабжением потребителей и замена старого оборудования, имеющегося на ПС, на новое.

В процессе работы были осуществлены расчет и выбор оборудования и аппаратов подстанции, изложенные в следующих разделах:

- анализ нагрузки ПС;
- расчет числа и мощности силового трансформатора;
- расчет и выбор электрического оборудования и проводников;
- расчет релейной защиты;
- расчет заземления;
- молниезащита ПС.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 56 с., включает 8 рисунков, 16 таблиц, 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта проектирования.....	5
2 Расчет электрических нагрузок подстанции.....	7
3 Расчет числа и мощности силового трансформатора.....	9
4 Расчет токов короткого замыкания.....	19
5 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников.....	24
6 Расчет релейной защиты.....	37
7 Выбор оперативного тока на подстанции.....	44
8 Определение мощности собственных нужд подстанции.....	45
9 Расчет заземления подстанции.....	46
10 Молниезащита ПС.....	50
Заключение.....	53
Список использованных источников.....	54

## Введение

Энергетика это хозяйственно-экономическая деятельность человека, совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования, распределения и использования энергетических ресурсов всех видов.

Подстанция «Яблонеvская» осуществляет электроснабжение завода ЗАО «Жигулевские строительные материалы» «EuroCement».

Целью ВКР является повышение надежности электроснабжения потребителей и обновление оборудования ПС.

Задачей ВКР является проведение расчетов по проектированию электрической части понизительной подстанции, а именно:

- характеристика объекта проектирования;
- расчет электрических нагрузок ПС;
- расчет числа и мощности силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет и выбор электрического оборудования и проводников;
- расчет релейной защиты;
- выбор оперативного тока на ПС;
- определение мощности собственных нужд подстанции;
- расчет системы заземления и молниезащиты ПС.

## 1 Характеристика объекта проектирования

Подстанция «Яблоневская» находится в городе Жигулевск в поселке Яблоневый овраг и осуществляет электроснабжение завода ЖКСМ ЗАО «Жигулевский комбинат строительных материалов» холдинга «EuroCement». Находится ПС возле проходного пункта № 3. На рисунке 1 изображен внешний вид ПС на Yandex картах.



Рисунок 1 – Размещение подстанции на территории завода

Подстанция введена в эксплуатацию в 1951 году, в момент строительства комбината. Подстанцию обслуживает ПАО «МРСК Волги». Текущая загруженность ПС взята из [22] и представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Текущая загруженность ПС

Так как планируется строительство второго завода на территории ЖКСМ, то данная подстанция подвергается реконструкции, целью которой является повышение надежности электроснабжения.

Изначально, на ПС был установлен один силовой трансформатор, в процессе эксплуатации мощности которого стало недостаточно, и был установлен второй трансформатор. ПС получает питание по одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Александровка».

## 2 Расчет электрических нагрузок подстанции

По известному годовому графику нагрузки, представленному на рисунке 3, определяется значение потребляемой энергии для подстанции из выражения:

$$W_{nc} = \sum S(t) \cdot t, \quad (1)$$

где  $W_{nc}$  – потребляемая электроэнергия,  $MBA \cdot ч$ ;

$S(t)$  – мощность ступени,  $MBA$ ;

$t$  – время ступени,  $ч$ .

Проанализировав график, получено:

$$W_{nc} = 32859.28 MBA \cdot ч.$$

После, определяется продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС [1]:

$$T_M = \frac{W_{nc}}{S_{max}}, \quad (2)$$

где  $S_{max}$  – высшая ступень графика,  $MBA$ .

$$T_M = \frac{32859.28}{5.38} = 6107.67 ч.$$

Затем определяется коэффициент заполнения графика ПС [1]:

$$K_3 = \frac{T_M}{8760}, \quad (3)$$

$$K_3 = \frac{6107.67}{8760} = 0.697.$$

Затем, по коэффициенту заполнения и по графику нагрузки производится расчет числа и мощности силовых трансформаторов.

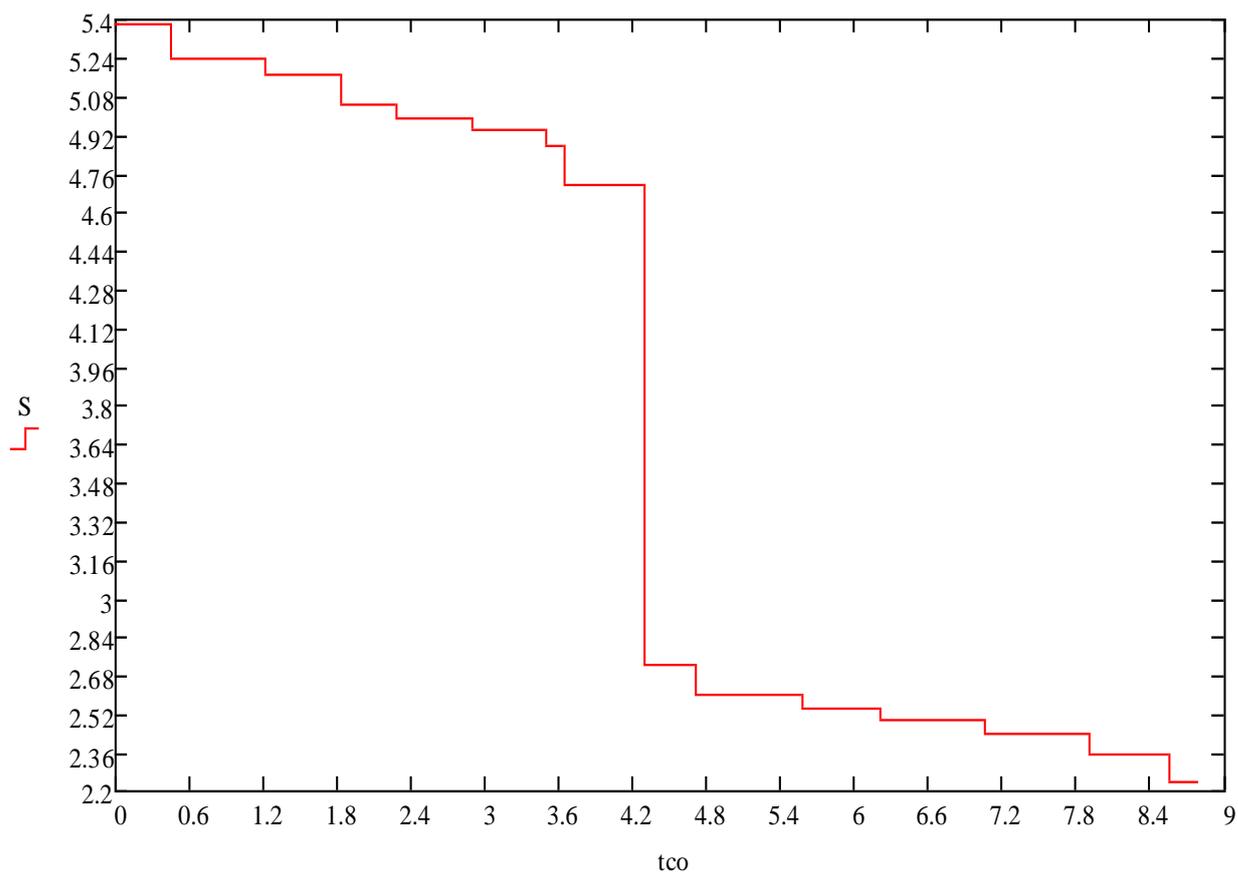


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки подстанции

### 3 Расчет числа и мощности силового трансформатора

При выборе силового трансформатора учитывается категория потребителей. Так как задачей является повышение надежности электроснабжения и дальнейшее развитие завода, то целесообразно рассчитывать на потребителей I и II категорий. Для выбора мощности трансформатора использовано выражение:

$$S_{н.Т} \geq \frac{S_{\max} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} \quad (4)$$

где  $K_{1-2}=0.8$  - коэффициент участия в нагрузке потребителей I и II категории [1];

$K_{пер} = 1.4$  - приближенная допустимая аварийная перегрузка силового трансформатора [1];

$n$  – количество трансформаторов на ПС.

$$S_{н.Т} = \frac{5.38 \cdot 0.8}{1.4 \cdot (n-1)} = 3.07 \text{ МВА.}$$

По найденному значению  $S_{н.Т}$ , выбраны из [7; 21] для сравнения два трансформатора: ТМ-4000/35 и ТМ-6300/35. Далее ведется технико-экономический расчет трансформаторов.

#### 3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов

Расчет ведется для выявления экономичных режимов работы трансформаторов, которые характеризуются минимальными потерями мощности при эксплуатации.

### 3.2.1 Вариант с силовыми трансформаторами ТМ-4000/35

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каталожные данные ТМ-4000/35

Тип	$S_{н.Т}, кВА$	$U_n, кВ$		$U_k, \%$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$I_{xx}, \%$
		ВН	НН				
ТМ-4000/35	4000	35	6.3; 10.5	7.5	5.3	33.5	1

Приведенные потери мощности определены из выражения:

$$P_T^{\wedge} = P_{xx}^{\wedge} + \kappa_3^2 \cdot P_{кз}^{\wedge}; \quad (5)$$

где  $P_{xx}^{\wedge}$  - приведенные потери мощности в режиме холостого хода, кВт:

$$P_{xx}^{\wedge} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx}; \quad (6)$$

$\Delta P_{xx}$  - потери мощности в режиме холостого хода, кВт;

$\kappa_{un} = 0.05 \text{ кВт/квар}$ , коэффициент, зависящий насколько далеко потребитель находится от источника [1];

$Q_{xx}$  - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода, квар:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (7)$$

$I_{xx} \%$  - ток холостого хода;

$S_{н.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$Q_{xx} = \frac{1}{100} \cdot 4000 = 40 \text{ квар}.$$

Подставив полученные значения в (6), получено:

$$P'_{xx} = 5.3 + 0.05 \cdot 40 = 7.3 \text{ кВт}.$$

$\kappa_3$  - коэффициент загрузки трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max}}{S_{н.Т}}; \quad (8)$$

$S_{\max}$  – нагрузка трансформатора расчетная, *кВА*;

$S_{н.Т}$  – номинальная мощность трансформатора, *кВА*.

$$\kappa_3 = \frac{5380}{4000} = 1.345;$$

$P'_{кз}$  - приведенные нагрузочные потери короткого замыкания трансформатора, *кВт* [1-3]:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \kappa_{un} \cdot Q_{кз}; \quad (9)$$

$\Delta P_{кз}$  - потери мощности короткого замыкания трансформатора, *кВт*;

$Q_{кз}$  - потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора, *квар* [1-3]:

$$Q_{кз} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot S_{н.Т}; \quad (10)$$

$U_k\%$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

$$Q_{кз} = \frac{7.5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар}.$$

Подставив полученные значения в (9), получено:

$$P'_{кз} = 33.5 + 0.05 \cdot 300 = 48.5 \text{ кВт}.$$

Все известные значения подставлены в (5), получено:

$$P'_T = 7.3 + 1.345^2 \cdot 300 = 550 \text{ кВт}.$$

Далее ведется расчет потерь электроэнергии трансформатора  $\Delta W_{nc}$  с использованием графика нагрузки, изображенного на рисунке 3, для соответствующих ступеней напряжения [1]:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot \kappa_{з.Вi}^2 \cdot T_i \right), \quad (11)$$

где  $i$  – номер ступени графика, рисунок 3;

$n_i$  – число трансформаторов находящихся в работе соответствующей ступени графика;

$\kappa_{з.Вi}$  - загрузка обмоток высшего напряжения трансформатора соответствующей ступени:

$$\kappa_{з.Вi} = \frac{S_{Bi}}{S_{н.Т}}; \quad (12)$$

$S_{Bi}$  – мощность нагрузки своей ступени графика;

$T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки на ступени.

$P_{\text{ххкз}}^{\wedge}$  - потери активной мощности при коротком замыкании на холостом ходу,  $\kappa Bm$  [1-3]:

$$P_{\text{ххкз}}^{\wedge} = \Delta P_{\text{хх}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{хх}} ; \quad (12)$$

$$P_{\text{ххкз}}^{\wedge} = 5.3 + 0.05 \cdot 40 = 7.3 \kappa Bm .$$

$P_{\text{к.В}}^{\wedge}$  - потери короткого замыкания трансформатора,  $\kappa Bm$  [1-3]:

$$P_{\text{к.В}}^{\wedge} = P_{\text{кз}} + \kappa_{\text{ин}} \cdot Q_{\text{кз}} ; \quad (13)$$

$$P_{\text{к.В}}^{\wedge} = 0 + 0.05 \cdot 300 = 15 \kappa Bm .$$

Для параллельных трансформаторов определена экономическая нагрузка  $S_{\text{эк}}$ , по которой целесообразно отключать один из трансформаторов для неответственных потребителей [1]:

$$S_{\text{эк}} = S_{\text{н.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot \left( \frac{P_{\text{хх}}^{\wedge}}{P_{\text{кз}}^{\wedge}} - 1 \right)} , \quad (14)$$

$$S_{\text{эк}} = 4000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left( \frac{7.3}{48.5} - 1 \right)} = 2194.65 \kappa B A .$$

Для наглядного восприятия, расчет представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Потери электроэнергии в трансформаторе ТМ-4000/35

№ступени	S <sub>B</sub> , кВА	T, ч	K <sub>зв</sub>	n, шт	ΔW <sub>xx</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>кз</sub> , кВт·ч
1	5380	456	1.80903	2	6657.6	6186.87
2	5240	760	1.7161	2	11096	9781.77
3	5170	608	1.67056	2	8876.8	7617.74
4	5050	456	1.59391	2	6657.6	5451.16
5	4990	608	1.55626	2	8876.8	7096.53
6	4940	608	1.52523	2	8876.8	6955.03
7	4880	152	1.4884	2	2219.2	1696.78
8	4710	639	1.38651	2	9329.4	6644.83
9	2720	426	0.4624	2	6219.6	1477.37
10	2600	852	0.4225	2	12439.2	2699.78
11	2540	639	0.40323	2	9329.4	1932.46
12	2500	852	0.39063	2	12439.2	2496.09
13	2440	852	0.3721	2	12439.2	2377.72
14	2350	639	0.34516	2	9329.4	1654.16
15	2240	213	0.3136	2	3109.8	500.976
					127896	64569.2
	S <sub>HT</sub> , кВА	4000	P <sub>кв</sub> , кВт	15	ΔW <sub>nc</sub> , кВт·ч	192465

После, определены стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах из выражения [1]:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (15)$$

где  $\Delta W_{nc}$  - годовые потери электроэнергии трансформатора, кВт·ч,

$C_{\text{э}}$  - стоимость 1 кВт·ч, руб/кВт·ч, определяется из выражения:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta; \quad (16)$$

где  $\alpha$  – ставка за 1 кВт·ч двух ставочного тарифа [22];

$\beta$  – ставка двух ставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии [22].

$$C_3 = \frac{101}{6107.67} + 0.18 = 0.197 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Подставив известные значения в (15), получено:

$$I_3 = 192465 \cdot 0.197 = 37915 \text{ руб}.$$

Целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{привед.}} = E_n \cdot K + I_o + I_3; \quad (17)$$

где  $K=2412000 \text{ руб}$  - стоимость трансформатора, руб [21; 23];

$E_n=0.25$  - коэффициент дисконтирования [22];

$I_3$  – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, руб;

$I_o$  – годовые отчисления, определяемые из [1].

$$Z_{\text{привед.}} = 0.25 \cdot 2412000 \cdot 2 + 226728 + 37915 = 1470643 \text{ руб}.$$

Аналогичным способом ведется расчет для трансформатора ТМ-6300/35.

### 3.2.2 Вариант с силовыми трансформаторами ТМ-6300/35

Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные ТМ-6300/35

Тип	$S_{н.т}, \text{кВА}$	$U_n, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$I_{xx}, \%$
		ВН	НН				
ТМ-6300/35	6300	35	6.3; 10.5	7.5	7.6	46.5	0.8

Приведенные потери мощности определяются по (5):

$$P_T = 10.12 + 0.85^2 \cdot 70.125 = 60.79 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности в режиме холостого хода (6), кВт:

$$P_{xx} = 7.6 + 0.05 \cdot 50.4 = 10.12 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода (7), квар;

$$Q_{xx} = \frac{0.8}{100} \cdot 6300 = 50.4 \text{ квар}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора по (12).

Приведенные нагрузочные потери короткого замыкания трансформатора (9), кВт;

$$P_{кз} = 46.5 + 0.05 \cdot 472.5 = 70.125 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора (10), квар;

$$Q_{кз} = \frac{7.5}{100} \cdot 6300 = 472.5 \text{ квар}.$$

Расчет потерь электроэнергии трансформатора  $\Delta W_{nc}$  определяется из (11) и отображен в таблице 4.

Потери активной мощности при коротком замыкании на холостом ходу (12), кВт:

$$P_{\text{ххкз}}^{\wedge} = 7.6 + 0.05 \cdot 50.4 = 10.12 \text{ кВт}.$$

Потери короткого замыкания трансформатора(13), кВт:

$$P_{\text{к.В}}^{\wedge} = 0 + 0.05 \cdot 472.5 = 23.63 \text{ кВт}.$$

Экономическая нагрузка  $S_{\text{эК}}$  определяется из (14):

$$S_{\text{эК}} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot \left( \frac{10.12}{70.125} - 1 \right)} = 3384.62 \text{ кВА}.$$

Таблица 4 - Потери электроэнергии в трансформаторе ТМ-6300/35

№ступени	S <sub>В</sub> , кВА	T, ч	K <sub>зВ</sub>	n, шт	ΔW <sub>хх</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>кз</sub> , кВт·ч
1	5380	456	0.72926	2	9229.44	3929
2	5240	760	0.6918	2	15382.4	6211.962
3	5170	608	0.67344	2	12305.9	4837.682
4	5050	456	0.64254	2	9229.44	3461.786
5	4990	608	0.62736	2	12305.9	4506.686
6	4940	608	0.61486	2	12305.9	4416.824
7	4880	152	0.60001	2	3076.48	1077.546
8	4710	639	0.55893	2	12933.4	4219.833
9	2720	426	0.1864	2	4311.12	1876.42
10	2600	852	0.17032	2	8622.24	3429.011
11	2540	639	0.16255	2	6466.68	2454.431
12	2500	852	0.15747	2	8622.24	3170.314
13	2440	852	0.15	2	8622.24	3019.965
14	2350	639	0.13914	2	6466.68	2100.967
15	2240	213	0.12642	2	2155.56	636.2946
					132035.6	49348.72
	S <sub>нТ</sub> , кВА	6300	P <sub>кВ</sub> , кВт	23.63	ΔW <sub>пс</sub> , кВт·ч	181384.4

Стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах определяются из (15):

$$I_{\text{г}} = 181384.4 \cdot 0.197 = 35732.73 \text{ руб.}$$

Стоимость 1 кВт·ч, руб/кВт·ч, определяется из (16):

$$C_{\text{г}} = \frac{101}{6107.67} + 0.18 = 0.197 \text{ руб/кВт·ч.}$$

Целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведенных затрат (17):

$$Z_{\text{привед.}} = 0.25 \cdot 2930000 \cdot 2 + 275420 + 35732.73 = 1776152.7 \text{ руб.}$$

Исходя из приведенных затрат, трансформатор ТМ-4000/35 имеет меньшие приведенные затраты и соответственно он будет установлен на ПС.

#### 4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, заземляющих устройств и настройки устройств релейной защиты и автоматики.

Исходя из того, что трансформатор имеет изолированную нейтраль, то в таком случае рассчитывается только трехфазное короткое замыкание [2; 3].

Расчет токов трехфазного короткого замыкания выполнен в следующем порядке:

- составлена расчетная схема рассматриваемой электроустановки, представленная на рисунке 4, на ней намечаются расчетные точки к.з.;
- на основании расчетной схемы составлена эквивалентная схема замещения, представленная на рисунке 5;
- определены величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах;
- далее, путем постепенного преобразования относительно расчетной точки к.з. приведена схема замещения к наиболее простому виду;
- определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.  $I_{n,o}$ , а затем ударный ток  $i_{уд}$ .

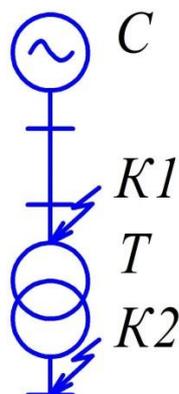


Рисунок 4 – Расчетная схема

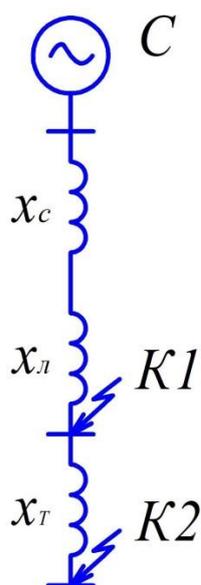


Рисунок 5 – Схема замещения

В таблице 5 представлены необходимые данные для расчета сопротивлений и короткого замыкания, за базисную мощность принято 1000 МВА.

Таблица 5 – Технические данные

Система			Линия		Трансформатор	
$U_{cp}, \text{кВ}$	$S_{\bar{o}}, \text{МВА}$	$S_k, \text{МВА}$	$x_{y\partial}, \text{Ом/км}$	$L, \text{км}$	$S_n, \text{кВА}$	$U_k, \%$
37	1000	1100	0.4	13.5	4000	7.5

Для определения короткого замыкания необходимо найти сопротивления элементов схемы, используя выражения [2; 3].

Система:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}; \quad (18)$$

где  $S_{\bar{o}}$  – базисная мощность, МВА;

$S_k$  – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{1100} = 0.909.$$

Воздушная линия:

$$x_{л.\bar{b}} = x_{уд} \cdot \frac{L}{2} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (19)$$

где  $x_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина линии, км;

$U_{сн}$  – средне номинальное напряжение, кВ.

$$x_{л.\bar{b}} = 0.4 \cdot \frac{13.5}{2} \cdot \frac{1000}{37^2} = 1.972.$$

Трансформатор:

$$x_{Т.\bar{b}} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{н}}; \quad (20)$$

где  $S_{н}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$x_{Т.\bar{b}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{4000} = 0.0187.$$

Результирующее сопротивление в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{л.\bar{b}}; \quad (21)$$

$$x_{рез1} = 0.909 + 0.0187 = 2.881.$$

Базисный ток, начальное действующее значение тока и ударный ток в точке К1:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (22)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15.6 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 1}^{\circ} = \frac{E_{\sigma}^{\circ}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (23)$$

$$I_{\kappa 1}^{\circ} = \frac{1}{2.881} \cdot 15.6 = 5.44 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\sigma}^{\circ} \cdot \kappa_{y\sigma}; \quad (24)$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 5.42 \cdot 1.8 = 13.85 \text{ кА}.$$

где  $E_{\sigma}^{\circ} = 1$  - сверхпереходная ЭДС [1-3];

$\kappa_{y\sigma} = 1.8$  – ударный коэффициент соответствующей своей точке в схеме [1-3];

Результирующее сопротивление в точке К2:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{T,\sigma}; \quad (25)$$

$$x_{рез2} = 2.881 + 0.0187 = 2.899.$$

Базисный ток по формуле(22), начальное действующее значение тока по формуле (23) и ударный ток по формуле (24), в точке К2:

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.164 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 2} = \frac{1}{2.899} \cdot 9.1643 = 3.2 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3.2 \cdot 1.92 = 8.68 \text{ кА}.$$

Полученные значения сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

	$U_{сн}, \text{кВ}$	$\kappa_{y\sigma}$	$I_{\kappa}, \text{кА}$	$i_{y\sigma}, \text{кА}$
К1	37	1.8	5.44	13.85
К2	6.3	1.92	3.2	8.68

## 5 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

Для осуществления электроснабжения потребителей используется комплектная трансформаторная подстанция КТП-СЭЩ-Б(М) Самарского завода «Электрощит». КТПБ(М) комплектуется оборудованием рекомендуемым «Электрощит» [23]. Все оборудование необходимо проверить на допустимые параметры.

КТПБ(М) состоит из открытого распределительного устройства (ОРУ) 35 кВ, масляных трансформаторов 35/6 кВ, комплектного распределительного устройства (КРУ) 6 кВ в здании.

ОРУ 35 кВ состоит из блоков, собранных в соответствии с схемой электрических соединений блоков, на чертеже А1.

Межблочные связи со стороны 35 кВ выполняются при помощи жесткой ошиновки, опирающейся на опорные изоляторы электрооборудования, и гибкие шины.

Межблочные связи вспомогательных цепей, а именно, цепей защиты, управления и контроля, цепей питания приводов, приборов обогрева размещаются в кабельных лотках.

Соединение ячеек КРУ с силовыми трансформаторами осуществляется гибкими шинами.

В здании КРУ используются ячейки КРУ-СЭЩ-70 завода «Электрощит», на номинальное напряжение 6 кВ, номинальный ток главных цепей шкафов 1000 А.

### 5.1 Выбор выключателя

Выключатель выбирается по следующим параметрам [1; 6; 15; 16]:

- номинальному напряжению  $U_n$ ;
- номинальному току  $I_{max} < I_n$ ;

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}. \quad (26)$$

- по отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}; \quad (27)$$

где  $I_{откл.н}$  – номинальный ток отключения тока к.з., кА [23];

$I_{к1}$  – ток трехфазного короткого замыкания, кА.

- по отключающей способности апериодической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) I_{откл.н}; \quad (28)$$

где  $i_{a,\tau}$  – допустимое значение апериодической составляющей, кА;

$\beta_n$  – значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, [1].

$i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (29)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., [1];

$\tau$  – время действия релейной защиты и собственное время отключения выключателя:

$$\tau = t_{pz} + t_{св}; \quad (30)$$

где  $t_{pz}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{cs}$  - собственное время отключения выключателя, с.

- по предельному сквозному току к.з.:

$$I_{\kappa 1} \leq I_{np.c}; \quad (31)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}; \quad (32)$$

где  $I_{np.c}$  - действующее значение предельного сквозного тока к.з., кА, [23];

$i_{np.c}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока к.з., кА, [23].

- по тепловому импульсу:

$$B_{\kappa} \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}; \quad (33)$$

где  $t_{np.c}$  – длительность протекания тока из [7; 14; 15; 23].

Выбранный выключатель отображен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВН-СЭЩ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87 \text{ А}$	1000 А
$I_{\kappa 1} = 5.44 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 25 \text{ кА}$
$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.42 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 4.29 \text{ кА}$	$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{20}{100} \right) \cdot 25 = 7.07 \text{ кА}$
$I_{\kappa 1} = 5.44 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 25 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 13.85 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 63 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 5.44^2 \cdot (0.06 + 0.12) = 5.32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 25^2 \cdot 0.06 = 37.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продолжение таблицы 7

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П9-6	
$U_H=6 \text{ кВ}$	$U_H=6 \text{ кВ}$
$I_{max}=1.4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 513.2 \text{ А}$	1000А
$I_{к2} = 3.2 \text{ кА}$	$I_{откл.н.}=20 \text{ кА}$
$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 3.2 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.12}} = 2.53 \text{ кА}$	$i_{a.ном}=5.66 \text{ кА}$
$I_{к2} = 3.2 \text{ кА}$	$I_{прс.} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\delta}=8.68 \text{ кА}$	$i_{прс}= 50 \text{ кА}$
$B_k = 3.2^2 \cdot (0.05 + 0.12) = 1.74 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_k = 20^2 \cdot 0.05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot c$

## 5.2 Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается по тем же параметрам что и выключатель, кроме отключающей способности.

Выбранный разъединитель и его расчет представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Разъединитель РГПЗ-СЭЩ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$
$I_{max}=87 \text{ А}$	$I_H=1000 \text{ А}$
$i_{y\delta}= 13.85 \text{ кА}$	$i_{прс}= 50 \text{ кА}$
$B_k = 5.44^2 \cdot (0.06 + 0.12) = 5.32 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot c$

В КРУ 6 кВ разъединителями служат контакты, которые находятся на задней стенке выключателя и для них расчет не ведется.

## 5.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

- номинальному напряжению  $U_H$ ;
- по номинальному длительному (рабочему) току -  $I_{\max} \leq I_{H.TT}$ ;

где  $I_H$  - номинальный расчетный первичный ток трансформатора;

$I_{H.TT}$  - номинальный первичный ток трансформатора тока [7; 23];

- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq K_T \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H.TT}; \quad (34)$$

где  $K_T$  - кратность термической стойкости трансформатора тока [7; 23];

- по конструкции и классу точности.

Расчетные и каталожные данные трансформатора тока для сторон ВН, НН отображены в таблице 9, 10. Аналогично выбираются ТТ для отходящих линий к потребителям, таблица 12.

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока на стороне ВН

ТОЛ-СЭЩ-35	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H=35 \text{ кВ}$	$U_H=35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87.38 \text{ А}$	$I_{H.TT}=100 \text{ А}$
$i_{y\partial}= 13.85 \text{ кА}$	$i_{y\partial}= 25 \text{ кА}$
$B_k= 5.32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k= 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 10 - Расчетные и каталожные данные трансформатора тока на стороне НН

ТОЛ-СЭЦ-10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H=6$ кВ	$U_H=10$ кВ
$I_{\max} = \frac{1.4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 513$ А	$I_{H.TT}=600$ А
$i_{y\delta}=8.68$ кА	$i_{y\delta}= 100$ кА
$B_k=1.74$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k= 40$ кА <sup>2</sup> · с

Во вторичную нагрузку подключен прибор ЩМКС120 [24], представленный на рисунке 6, для измерения тока, также он используется как счетчик активной и реактивной энергии.



Рисунок 6 – Прибор контроля ЩМКС120

Таблица 11 - Каталожные данные трансформатора тока к потребителям

Фидер	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10
Ф-1	$I_{H.TT}=600A$ $i_{y\partial}=100\kappa A$ $B\kappa=40\kappa A^2\cdot c$
Ф-2	$I_{H.TT}=200A$ $i_{y\partial}=50\kappa A$ $B\kappa=20\kappa A^2\cdot c$
Ф-3	$I_{H.TT}=300A$ $i_{y\partial}=78.8\kappa A$ $B\kappa=31.5\kappa A^2\cdot c$
Ф-4	$I_{H.TT}=400A$ $i_{y\partial}=100\kappa A$ $B\kappa=40\kappa A^2\cdot c$
Ф-5	$I_{H.TT}=200A$ $i_{y\partial}=50\kappa A$ $B\kappa=20\kappa A^2\cdot c$
Ф-6	$I_{H.TT}=300A$ $i_{y\partial}=78.8\kappa A$ $B\kappa=31.5\kappa A^2\cdot c$
Ф-7	$I_{H.TT}=300A$ $i_{y\partial}=78.8\kappa A$ $B\kappa=31.5\kappa A^2\cdot c$
Ф-8	$I_{H.TT}=600A$ $i_{y\partial}=100\kappa A$ $B\kappa=40\kappa A^2\cdot c$

Для отходящих линий также устанавливается прибор ЩМКС120.

## 5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) выбирается по следующим параметрам:

- номинальному напряжению  $U_n$ ;
- по классу точности;

На стороне ВН установлен ТН НАМИ-СЭЩ-35 с классом точности 0.5. В комплекте с трансформатором поставляется предохранитель ПКТ-101-35. К ТН подключается вольтметр Ц42704 [24] для измерения междуфазного напряжения и трех фазных напряжений.

На стороне НН установлен ТН ЗНОЛ-СЭЩ-6 с классом точности 0.2. Также поставляется вместе с предохранителем ПКТ-101-6. К ТН подключается такой же вольтметр Ц42704.

## 5.5 Выбор жестких шин

Жесткие шины выбираются по экономической плотности тока из выражения:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_9}; \quad (35)$$

где  $j_9$  – экономическая плотность тока [5].

$$s = \frac{87.38}{1.3} = 67.21 \text{ мм}^2.$$

Выбирается шина ОЖ-СЭЩ-35 с маркой сплава 1915Т сечением  $80 \times 3 \text{ мм}^2$ , с допустимым током 630А, [14; 15; 23].

Минимальное сечение шины по условию термической стойкости определяется из выражения:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}; \quad (36)$$

где  $C_T = 66$  из [19].

$$s_{min} = \frac{\sqrt{5.33} \cdot 10^3}{66} = 35 \text{ мм}^2.$$

Максимальная сила  $F_{max}^{(3)}$  действующая в 3-х фазной системе проводников при 3-х фазном к.з. определяется [19]:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y0}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p; \quad (37)$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м;

$l$  – длина пролета, м;

$K_p$  – коэффициент расположения проводников [19];

$K_\phi = 1$  – коэффициент формы для круглых проводников;

$i_{y0}$  – ударный ток 3-фазного к.з.

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1.09} \cdot 3.6 \cdot 13850^2 \cdot 1 \cdot 1 = 109.73 \text{ Н}.$$

Момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32D}; \quad (38)$$

где  $D$  – внешний диаметр шины, см [23];

$d$  – внутренний диаметр шины, см [23].

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot 8} = 34.34 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}}{\lambda \cdot W}; \quad (39)$$

где  $\lambda = 8$ , коэффициент, зависящий от закрепления шины [19].

$$\sigma_{\max} = \frac{109.73}{8 \cdot 34.34 \cdot 10^{-6}} = 0.39 \text{ МПа}$$

Момент инерции поперечного сечения шины [19]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}. \quad (40)$$

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} = 137 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Частота собственных колебаний [2; 19]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (41)$$

где  $r_1 = 3.14$  – параметр собственной частоты [2; 19];

$l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$m$  – масса шины, кг/м [7; 20];

$E$  – модуль упругости материала шины, Па [7; 20];

$$f_0 \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 3.6^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 137 \cdot 10^{-8}}{2.77}} = 22.5 \text{ Гц}.$$

Так как частота  $22.5 < 30$  Гц, то механического резонанса не возникнет [1].

## 5.6 Выбор изоляторов

Шины крепятся на опорных изоляторах. Изолятор выбран ИОС-35-1000 [7; 23].

Изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- номинальному напряжению  $U_n$ ;
- по допустимой нагрузке на головку изолятора, должно быть:

$$F_{\max} \leq F_{\text{дон}}; \quad (42)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}; \quad (43)$$

где  $F_{\text{разруш}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб [7; 23];

$H_u$  – высота изолятора, м [7; 23];

$H$  – определяется из выражения:

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}; \quad (44)$$

где  $b = 1$  – условие закрепления шины [19];

$h$  – диаметр шины, м [23].

$$H = 0.5 + 1 + \frac{0.08}{2} = 1.54.$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 10000 \cdot \frac{0.5}{1.54} = 1948 \text{ Н}.$$

Полученные значения  $F_{\text{max}}$  и  $F_{\text{дон}}$  соответствуют условию (42):

$$109.43 < 1948 \text{ Н}$$

### 5.7 Выбор гибких шин

Гибкие шины для 35 кВ выполнены проводами типа АС [20].

Сечение гибких шин выбирается из выражения (35):

$$s = \frac{87}{1.3} = 67 \text{ мм}^2.$$

Выбран кабель АС-50/8 мм<sup>2</sup>. Допустимый ток кабеля равен 210А, что больше  $I_{\text{max}}=87 \text{ А}$  по (26).

При напряжении 35 кВ необходима проверка на отсутствие короны [1].

Максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (45)$$

где  $m$  – коэффициент шероховатости провода равный [1];

$r_o$  – радиус провода [20];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.48}} \right) = 35.57 \text{ кВ/м.}$$

Около провода напряженность составляет [1]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (46)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение, кВ;

$D$  – расстояние между фазами, см.

$$E = \frac{0.354 \cdot 35}{0.48 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 50}{0.48}} = 12.19 \text{ кВ/см.}$$

Условие отсутствия короны определяется из:

$$1.07 \cdot E \leq 0.9 \cdot E_0; \quad (47)$$

$$13.04 < 32 \text{ кВ/м.}$$

Таким образом, кабель АС-50/8 не коронирует.

Гибкие шины на сторону 6 кВ выбираются аналогично, за исключением проверки на отсутствие короны.

Максимальный ток рассчитанный по (26) равен 513 А. Сечение кабеля выбирается по (35)

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s} = \frac{513}{1.3} = 395 \text{ мм}^2$$

Выбран кабель АС-185/43 с номинальным током 515 А.

## 5.8 Выбор ОПН

Выбран ОПН–РК-35/40.5-10-760. Его характеристики [7; 14; 15; 23] представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика ОПН

Наименование параметра	ОПН-РК
Класс напряжения, <i>кВ</i>	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, <i>кВ</i>	40.5
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, <i>кА</i>	10
Пропускная способность, <i>А</i>	760

## 6 Релейная защита

Основным видом неисправности является короткое замыкание. При коротком замыкании происходит резкое, неравномерное понижение напряжения и повышение тока, в конечном счете, происходит прекращение электроснабжения потребителей из-за срабатывания релейной защиты [12; 13].

Каждый элемент схемы оборудуется релейной защитой: трансформатор, линия, секция шин и т.д. Защита схемы обеспечивается, в целом, комплексной селективностью, отключение одного элемента осуществляется своим устройством защиты, другие элементы, в свою очередь, не срабатывают. Для достижения селективности применяется реле с выдержкой времени [12; 13].

В настоящее время все большее применение нашли микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) [25]. По сравнению с электромеханическими реле микропроцессорные имеют дополнительные функции, например: регистрация процессов аварийного состояния, способность к дальнему резервированию и т.д. МУРЗ работают по таким же принципам что и обычные устройства релейной защиты: быстрдействие, избирательность, чувствительность и надежность. Достоинством МУРЗ являются меньшие габариты, что позволяет компактно размещать оборудование на панели, а также использование сенсорного дисплея позволяет наглядно и быстро управлять устройством. Основные недостатки МУРЗ это высокая стоимость и низкая ремонтпригодность. К примеру, если на электромеханической защите достаточно заменить неисправную деталь, то для микропроцессорной защиты необходимо будет заменить дорогостоящую плату, не взаимозаменяемую, даже для однотипных конструкций одного производителя.

Для защиты трансформатора используется устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» компании «Радиус автоматика» [25]. Данное устройство предназначено для выполнения функции основной защиты трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Устройство подключается к вторичным цепям трансформатора тока, установленных на двух сторонах силового трансформатора.

Рекомендуется включение трансформатора тока на всех сторонах трансформатора по схеме «звезда». Выравнивание величины и фазы токов производится цифровым способом внутри устройства.

Устройство выполняет функции защиты, такие как:

- двухступенчатая дифференциальная защита состоит из: ДЗТ-1 быстродействующая дифференциальная токовая отсечка и ДЗТ-2 чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания;
- цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты;
- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию;
- входы отключения от газовой защиты трансформатора с возможностью перевода действия на сигнал;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

### **6.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты**

Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, приведен в таблице 13. Рассчитанные базисные токи проверяются на допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Базисные токи должны входить в диапазон 1.01-10 А. Используемая методика расчета приведена в [25].

Номинальные токи сторон силового трансформатора определяются из выражения:

$$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}} ; \quad (48)$$

Расчет вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора:

$$I_{н.втор.} = \frac{I_{н.пер.} \cdot \kappa_{сх}}{K_{ТТ}}; \quad (49)$$

где  $\kappa_{сх}$  – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ;

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Таблица 13 – Расчет уставок, определяющие вторичные токи в плечах защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, $A$	$I_{н.пер.} = \frac{S_{н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62.42$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 366.57$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	100/5	600/5
Схема соединения ТТ	$Y, D$	$Y$	$Y$
Вторичный ток в плечах защиты, $A$	$I_{н.втор.} = \frac{I_{н.пер.} \cdot \kappa_{сх}}{K_{ТТ}}$	$\frac{62.42 \cdot 1}{20} = 3.12$	$\frac{366.57 \cdot 1}{120} = 3.05$
Принятые значения уставок, $A$	$I_{баз.ВН}, I_{баз.НН}$	3.12	3.05

## 6.2 Выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты ДЗТ-2

Выбору подлежат:

-  $Id1/I_{баз}$  – базовая уставка ступени, определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться выставить уставку в пределах 0.3-0.5 для обеспечения чувствительности к полным витковым

замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках. Значение  $I_{d1}/I_{баз}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$I_{d1}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}; \quad (50)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1.2 [25];

$I_{нб.расч*}$  – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора [25]:

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}; \quad (51)$$

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, рекомендуется принимать 2.5;

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0.05;

$\Delta U_{РПН}$  – на данном трансформаторе отсутствует, принимается 0;

$\Delta f_{добав}$  – слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округление при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать 0.04.

- Диапазон для уставки  $K_{торм}$  % 10-100%.

- Рекомендуемый диапазон уставки для  $I_{т2}/I_{ном}$ : (1-2) $I_{ном}$ .

- Диапазон уставки для  $I_{д2}/I_{д1}$ : 0.06-0.2.

Расчет представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса, о.е.	$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}$	$2.5 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0 + 0.04 = 0.165$
Выбор уставки срабатывания	$Id1/Лбаз \geq K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч*}$	$1.2 \cdot 0.165 = 0.198$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$Id1/Лбаз$	0.3
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН.Т} = 1 - 0.5 \cdot I_{нб.расч*}$	$1 - 0.5 \cdot 0.165 = 0.92$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{торм} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч*} / K_{СН.Т}$	$100 \cdot 1.3 \cdot 0.165 / 0.92 = 23.3$ 2
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$K_{торм} \%$	24
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{т2}/I_{ном}$	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{д2}/I_{д21}$	0.15

### 6.3 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

Расчетное выражение для отстройки от тока небаланса [12; 13; 25] при внешнем к.з.:

$$I_{нб} = K_{ОТС} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \cdot I_{кз.внеш.мах}^* ; \quad (52)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки равный 1.5;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, равный 3;

Остальные коэффициенты аналогичны коэффициентам из (51). Расчет представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего к.з. на стороне НН, приведенный к стороне ВН, $A$	$I_{кз.внеш.мах}$	545
Расчетный ток максимального внешнего к.з., $о.е.$	$I_{кз.внеш.мах}^* = I_{кз.внеш.мах} / I_{н.ВН}$	545/62.42=8.7
Расчетный ток небаланса при внешнем к.з.	$I_{нб} = K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав} \cdot I_{кз.внеш.мах}^*$	$1.5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0 + 0.04 \cdot 8.7 = 2.48$
Принятое значение уставки	Диапазон уставки 4-30	4

Также для защиты трансформатора устанавливается газовая защита. При слабом газообразовании и понижении уровня масла, газовая защита должна действовать на сигнал. При сильном газообразовании и понижении масла, защита должна действовать на отключение.

Со стороны ВН устанавливается: дифференциальная защита, токовая отсечка, МТЗ.

Со стороны НН устанавливается: дифференциальная защита и МТЗ.

Между секциями шин 6 кВ устанавливается МТЗ и автоматический ввод резерва.

Для отходящих линий устанавливается: токовая отсечка, МТЗ. Также устанавливается автоматика: автоматическое повторное включение.

## **7 Выбор оперативного тока на подстанции**

Управление выключателями, сигнализацией, связью, автоматикой осуществляется оперативным током.

На ПС напряжением 35 кВ и выше, применяется система оперативного переменного тока [4; 6; 26].

Установки переменного тока позволяют отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей

Система питания оперативных цепей при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд [4; 6; 26].

## 8 Определение мощности собственных нужд подстанции

Питания потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов. Трансформаторы присоединены к шинам 6 кВ.

Потребителями являются: обогрев шкафов КРУ и отопление ЗРУ, обогрев приводов, электродвигатель выключателя.

Выбор трансформатора производится по полной потребляемой мощности, с учетом коэффициента загрузки [1]:

$$S_{Т.с.н.} = \kappa_3 \cdot \sum P_{i.с.н.} ; \quad (53)$$

где  $\kappa_3 = 0.7$  - коэффициент загрузки;

$P_{i.с.н.}$  – мощность электроприемника, кВт.

В таблице 16 представлен выбранный трансформатор.

Таблица 16 – Выбранный трансформатор собственных нужд

Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
Электродвигатель выключателя	1.5x2
Подогрев шкафов КРУ	7
Отопление ЗРУ	7
Обогрев приводов разъединителей	7.6x6
Итого	62.6
Всего, с коэффициентом загрузки 0.7	43.82

На основании полученных данных, выбирается трансформатор ТМГ-63/6.

## 9 Расчет системы заземления подстанции

Заземление – это соединение электроустановок с землей. В качестве заземлителей можно использовать проложенные под землей металлические коммуникации, кроме трубопроводов горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс. Также можно использовать металлические конструкции зданий соединенных с землей [5].

На подстанции используется искусственное заземление. В таком типе заземления, заземлителями служат стержни из угловой стали размером, 60х60 с толщиной стенки 5 мм и длиной 3 м. Заземлитель забивают в ряд на глубину 0.5 м. Расстояние между вертикальными заземлителями 9 м. Вертикальные заземлители соединяют между собой стальной полосой толщиной 5 мм при помощи сварки. План заземляющего устройства на ОРУ, представлен на рисунке 7, заземляющий контур ЗРУ на рисунке 8. Методика расчета использована из [1].

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{дон}} = \frac{R_{\text{грунт}}}{100} \cdot R_3; \quad (54)$$

где  $R_3 = 4 \text{ Ом}$  из [5];

$R_{\text{грунт}} = 30 \text{ Ом}$ , сопротивление грунта, Ом.

$$R_{\text{дон}} = \frac{30}{100} \cdot 4 = 1.2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление растекания вертикального заземлителя:

$$R_e = 0.298 \cdot \rho_{\text{п.г.}} \cdot \kappa_c; \quad (55)$$

$\rho_{p.v.}$  - удельное сопротивление вертикального заземлителя, Ом·м:

$$\rho_{p.v.} = \kappa_c \cdot R_{\text{грунт}}; \quad (56)$$

где  $\kappa_c = 1.5$ , коэффициент сезонности для вертикального заземлителя, в климатической зоне III и глубиной заложения заземлителя 0.5 м [1];

$$\rho_{p.v.} = 1.5 \cdot 30 = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Подставив известные значения в (55), получено:

$$R_g = 0.298 \cdot 45 \cdot 1.5 = 20.12 \text{ Ом}.$$

Количество вертикальных заземлителей определяется:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_{\text{дон}}}; \quad (57)$$

где  $\eta_g = 0.61$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей из [1];

$$n_g = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.2} = 38.11 \text{ шт}$$

За исходное количество вертикальных заземлителей принимается 38 шт.

Длина горизонтального заземлителя:

$$l_z = a \cdot n_g; \quad (58)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$$l_z = 3.5 \cdot 38 = 133 \text{ м.}$$

Сопротивления растекания горизонтального заземлителя:

$$R_z = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.z.}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l_z^2}{b \cdot t_o}; \quad (59)$$

где  $b = 0.04 \text{ м}$  - ширина полосы горизонтального заземлителя, м;

$t_o = 0.5 \text{ м}$  – глубина заложение вертикального заземлителя, м;

$\rho_{p.z.}$  - удельное сопротивление горизонтального заземлителя, Ом·м:

$$\rho_{p.z.} = \kappa_c \cdot R_{грунт}; \quad (60)$$

где  $\kappa_c = 2.5$  - коэффициент сезонности для горизонтальных заземлителей [1];

$$\rho_{p.z.} = 2.5 \cdot 30 = 75 \text{ Ом};$$

Подставив полученные значения в (58), получено:

$$R_z = \frac{0.366 \cdot 75}{133} \cdot \lg \frac{2 \cdot 133^2}{0.04 \cdot 0.5} = 1.31 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя, Ом:

$$R_z = \frac{R_z}{\eta_z}; \quad (61)$$

где  $\eta_z = 0.3$  – коэффициент использования горизонтального заземлителя [1];

$$R_z = \frac{1.31}{0.24} = 5.46 \text{ Ом};$$

Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей, Ом:

$$R_g = \frac{R_z \cdot R_{дон}}{R_z - R_{дон}}; \quad (62)$$

$$R_g = \frac{5.46 \cdot 1.2}{5.46 - 1.2} = 1.54 \text{ Ом}.$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей, шт:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g}; \quad (63)$$

где  $\eta_g = 0.61$  – коэффициент использования вертикального заземлителя [1];

$$n_g = \frac{20.12}{0.44 \cdot 1.54} = 29.69 \text{ шт}$$

К установке в заземляющем контуре принимается 30 шт вертикальных заземлителей.

## 10 Молниезащита подстанции

Здания и сооружения подстанции должны иметь молниезащиту. Для защиты от молнии применяются молниеотводы. Система молниеотвода состоит из: молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник служит для отвода молнии. Токоотвод предназначен для отвода молнии от молниеприемника к заземлителю.

На подстанции установлено два молниеотвода. Методика расчета из [1; 11].

Для зоны защиты, рисунок 7, определяется радиус горизонтального сечения  $r_x$  на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{r_o \cdot (h_o - h_x)}{h_o}; \quad (64)$$

где  $r_o$  – радиус конуса, м:

$$r_o = 1.2 \cdot h; \quad (65)$$

где  $h = 13.84$  м – высота молниеотвода, м;

$$r_o = 1.2 \cdot 15.85 = 19.02 \text{ м.}$$

$h_o$  – высота конуса, м:

$$h_o = 0.85 \cdot h; \quad (66)$$

$$h_o = 0.85 \cdot 13.85 = 13.47 \text{ м.}$$

$h_x = 5.6$  м – высота защищаемого сооружения, м.

Подставив все полученные значения в (64), получено:

$$r_x = \frac{19.02 \cdot (3.47 - 5.6)}{13.47} = 11.11 \text{ м.}$$

Рассчитанная зона защиты представлена на рисунке 8.

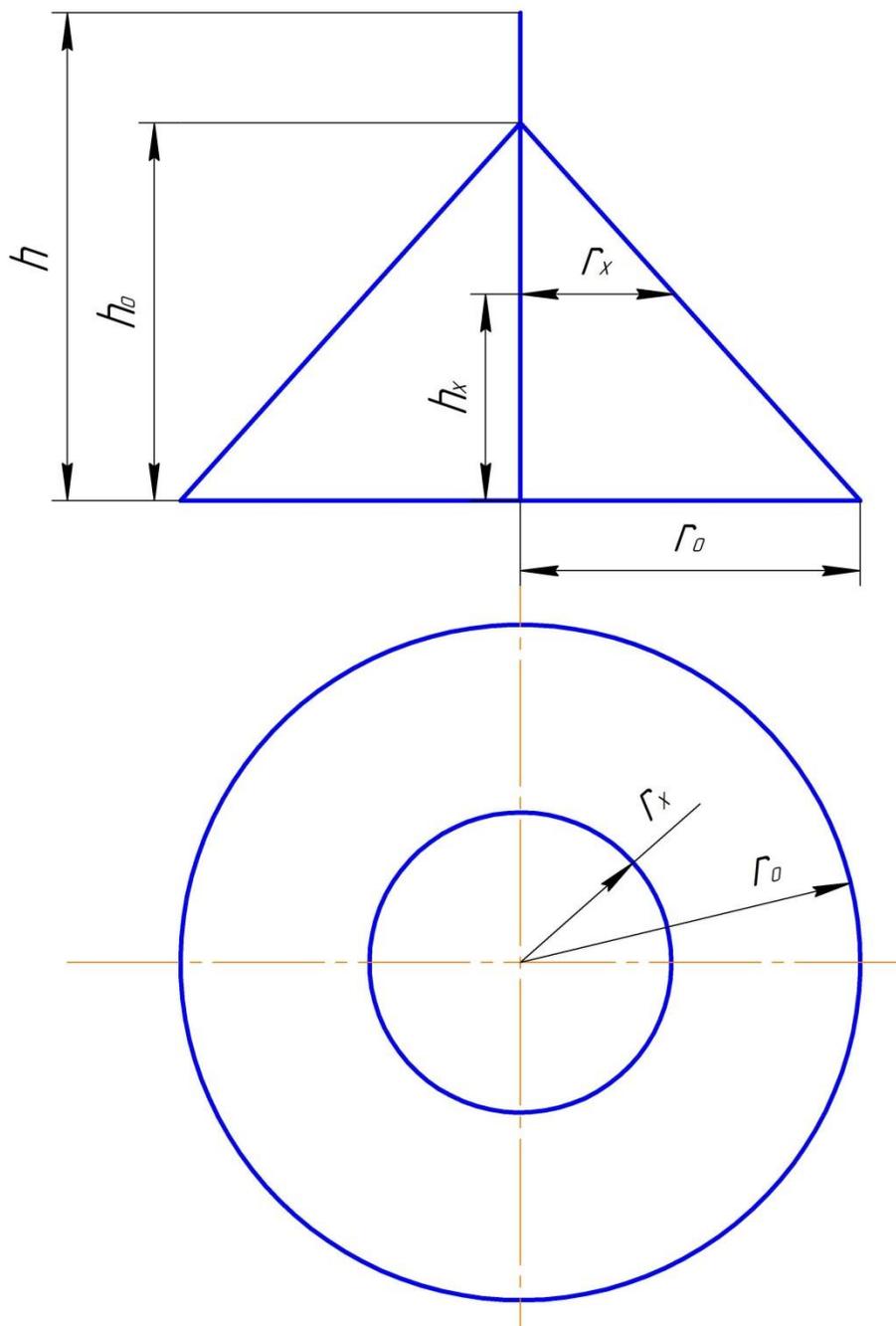


Рисунок 7 – Зона защиты молниеотвода

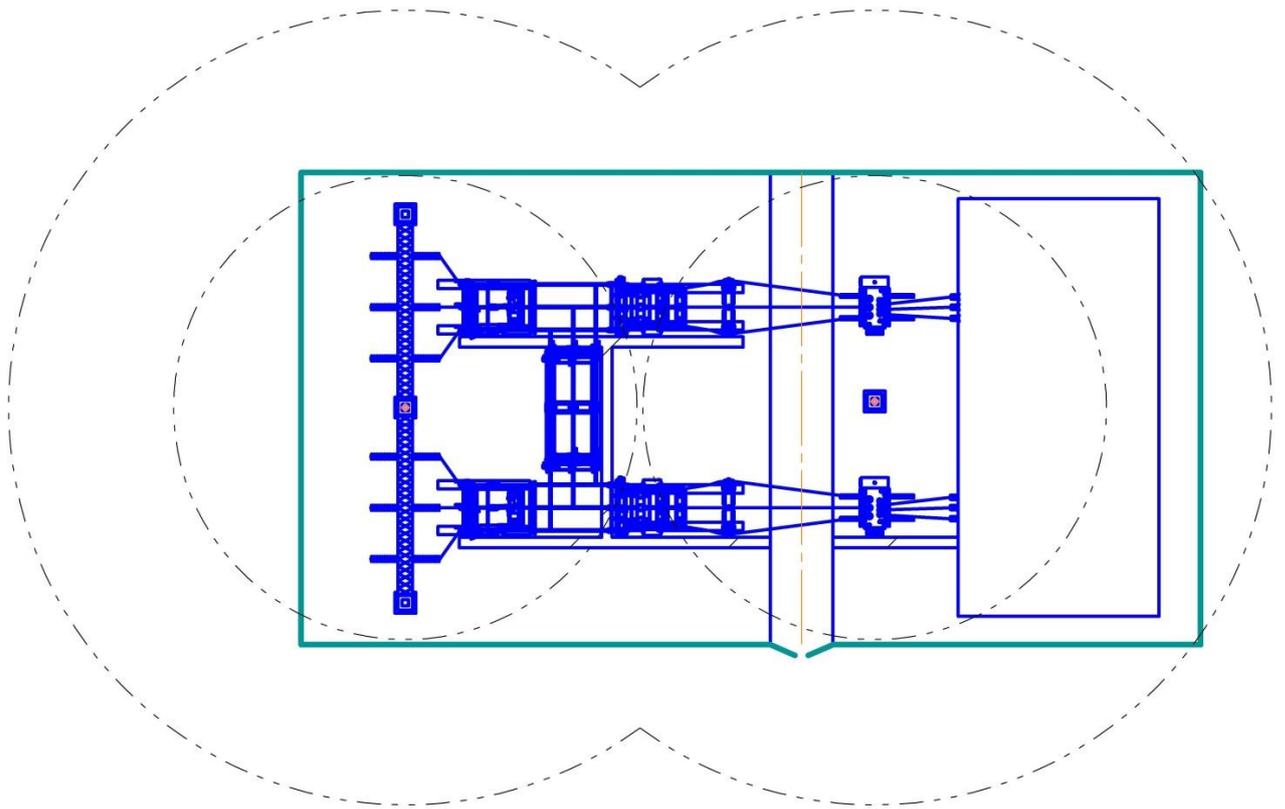


Рисунок 8 – Рассчитанная зона молниезащиты

## Заключение

В выпускной квалификационной работе реконструировано электрооборудование понизительной подстанции 35/6 кВ «Яблоневская».

Перед выбором силового трансформатора, определена электрическая нагрузка подстанции, которая составила 5.38 МВА. После чего, произведен технико-экономический расчет двух трансформаторов ТМ-4000/35 и ТМ-6300/35, в итоге выбран трансформатор ТМ-4000/35, отличающийся выгодным технико-экономическим показателем.

Для выбора электрического оборудования, рассчитаны токи короткого замыкания, для стороны ВН  $I_k^{(3)} = 5.44 \text{ кА}$ , для стороны НН  $I_k^{(3)} = 3.2 \text{ кА}$ .

Произведен выбор электрического оборудования и проводников. На стороны ВН и НН выбран вакуумный выключатель: ВВН-СЭЩ-35 и ВВУ-СЭЩ-П9-6. С высокой стороны установлены разъединители РГПЗ-СЭЩ-35. Выбраны трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35, для низкой стороны и отходящих линий выбран трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Для контроля необходимых параметров установлен прибор ЦМКС120. Выбран трансформатор напряжения для соответствующих сторон: НАМИ-СЭЩ-35 и ЗНОЛ-СЭЩ-6. Для контроля напряжения установлен вольтметр Ц42704. Для электрической связи оборудования, используются жесткие шины ОЖ-СЭЩ-35 и гибкие шины выполненные кабелем АС. Для крепления шин выбран изолятор ИОС-35. Для защиты от перенапряжений выбран ОПН-РК-35.

Для защиты электрооборудования используется микропроцессорная релейная защита «Сириус» от компании «Радиус автоматика».

Для собственных нужд установлен трансформатор ТМГ-63/6.

Также для ПС рассчитан контур заземления и молниезащита.

## Список использованных источников

1. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти. : ТГУ, 2007.
2. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
3. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М. : Академия, 2015.
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М. : Интернет Инжиниринг, 2015.
5. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М. : Госэнергонадзор, 2014.
6. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М. : Академия, 2004.
7. Алиев, И.И. Электротехнический справочник. – 5-е изд., испр. / И.И. Алиев. – М. : ИП РадиоСофт, 2009. – 384 с.: ил
8. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
9. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств : учеб. пособие / Г.Г. Рекус. – М. : Высшая школа, 2005.
10. Степкина, Ю.В. Электропитающие системы и электрические сети : метод. указания к выполнению лаб. работ / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти. : ТГУ, 2006.
11. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М. : Изд-во МЭИ, 2004.

12. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – 5-е изд., стер. – М. : Высш. шк., 2007.
13. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции : учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина, О.В. Самолина. – Тольятти. : ТГУ, 2007.
14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ IV / Е.Ф. Макаров. – М. : Папирус Про, 2005.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ V / Е.Ф. Макаров. – М. : Папирус Про, 2005.
16. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ VI / Е.Ф. Макаров. – М. : ИД «ЭНЕРГИЯ», 2006.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ VII / Е.Ф. Макаров. – М. : ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007.
18. Макаров, Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей : Учебник для нач. проф. образования / Е.Ф. Макаров. – М. : Академия, 2003.
19. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Введ. 2007-07-12. – М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, МЭИ, 2007. – 44 с.
20. Камкабель. Кабель АС [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Камский Кабель» / URL: [http://www.kamkabel.ru/production/catalog/Provoda/neizolirovannyye/neizolirovannyye\\_647.html](http://www.kamkabel.ru/production/catalog/Provoda/neizolirovannyye/neizolirovannyye_647.html) (дата обращения: 10.02.2016)
21. Тольяттинский трансформатор. Трансформатор ТМ [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Тольяттинский Трансформатор» / URL: [http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/GALLERY\\_ID=9](http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/GALLERY_ID=9) (дата обращения 21.01.2016)

22. МРСК Волги [Электронный ресурс] : сайт компании «МРСК Волги» / URL: <http://www.mrsk-volgi.ru/ru/klientam/> (дата обращения 03.02.2016)
23. Электрощит. Электрооборудование [Электронный ресурс] : сайт группы компаний «Электрощит» / URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/> (дата обращения 13.02.2016)
24. Электроприбор. Измерительные приборы [Электронный ресурс] : сайт компании «Электроприбор» / URL: <http://www.elpribor.ru/catalog/> (дата обращения 21.03.2016)
25. Релейная защита. Микропроцессорные устройства релейной защиты [Электронный ресурс] : сайт компании «Радиус автоматика» / URL: <http://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza/> (дата обращения 20.03.2016)
26. ФСК ЕЭС [Электронный ресурс] : сайт компании «Федеральная Сетевая Компания» / URL: <http://www.fsk-ees.ru/consumers/> (дата обращения 25.03.2016)
27. Agrawal, K. Industrial Power Engineering and Applications Handbook. Boston, Newnes publ., 2001.
28. Grigsby, L. Power Systems. London, CRC Press publ., 2006.
29. Short, T. Electric Power Distribution. Boston, CRC Press publ., 2004.
30. Allen, L. National Electrical Safety Code Handbook. New York, IEEE Press publ., 2006.
31. Zhenya, L. Ultra-High Voltage AC/DC Grids. Amsterdam, Elsevier publ., 2015.