

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)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Реконструкция главной схемы 110 кВ ТЭЦ Самарского филиала  
ПАО «Т Плюс»

Студент

К.Н. Щербаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(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

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## Аннотация

В главных электрических схемах электростанций широко применяется электрооборудование, выполняющее ответственную функцию обеспечения надежной работы всех потребителей электростанций, так и технологического электрооборудования электростанций. По данным ПАО «Россети» электрооборудование энергосистемы России исчерпало запасы по ресурсу работы на 65 %, что приводит к системным авариям с нарушением электроснабжения потребителей. При этом экономическая составляющая прямого ущерба от повреждения электрооборудования электростанций варьируется, в зависимости от величины электростанции, от 1 до 6 млн. рублей в год.

Объект работы – ТЭЦ Самарского филиала ПАО «Т Плюс».

Предмет работы – главная электрическая схема 110 кВ ТЭЦ.

Целью работы является детальное исследование главной электрической схемы ТЭЦ Самарского филиала «Т Плюс» для разработки мероприятий по повышению ее надежности.

Задачи работы: анализ существующей главной электрической схемы 110 кВ ТоТЭЦ; выбор схемы и электрооборудования 110 кВ ТоТЭЦ; релейная защита отходящих линий ВЛ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ; безопасность и экологичность работы; экономическая эффективность работы.

## Содержание

Введение	4
1 Анализ главной схемы электрических соединений Тольяттинской ТЭЦ	6
2 Расчетные параметры главной электрической схемы электростанции	12
3 Расчет токов короткого замыкания	16
4 Выбор электрооборудования 110 кВ главной электрической схемы ТoТЭЦ	25
4.1 Выбор выключателей 110 кВ	25
4.2 Выбор разъединителей 110 кВ	29
4.3 Выбор ОПН 110 кВ	32
4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения 110 кВ	35
5 Релейная защита отходящих ВЛ 110 кВ «Ст-1», «Ст-2»	38
6 Безопасность и экологичность работы	41
7 Экономическая эффективность работы	48
Заключение	50
Список используемых источников	52

## Введение

ПАО «Т Плюс» является крупнейшей частной энергетической компанией [23]. Одним из ключевых направлений ПАО «Т Плюс» является производство электрической и тепловой энергии. Общая установленная мощность электростанций ПАО «Т Плюс» составляет более 14,3 ГВт, что превышает 6% установленной мощности всех электростанций России. Тепловая мощность электростанций ПАО «Т Плюс» составляет более 58 600 Гкал/час. Ежегодно генерирующие компании ПАО «Т Плюс» вырабатывают более 110 млн Гкал тепла. Компания обеспечивает стабильное и бесперебойное энергоснабжение в 16 регионах России. Клиентами компании являются более 14 млн. физических лиц и более 160 тысяч юридических лиц.

Тольяттинская ТЭЦ (ТоТЭЦ) – одна из крупнейших тепловых электростанций компании, входит в Самарский филиал ПАО «Т Плюс». Первый турбоагрегат ТоТЭЦ был пущен в декабре 1960 г. На сегодняшний день Тольяттинская ТЭЦ обеспечивает энергоснабжение, отопление и горячее водоснабжение Центрального района города Тольятти, а также предприятий центральной промышленной зоны, крупнейшие из которых – «Тольяттикаучук», «КуйбышевАзот». Установленная электрическая мощность Тольяттинской ТЭЦ - 620 МВт.

Электрооборудование электростанций используют для выполнения широкого круга ответственных задач, поэтому к надежности, безотказности и качеству функционирования зачастую предъявляются жесткие требования, связанные с безотказностью их работы. Однако из-за старения электрооборудования электростанций и подстанции происходит постоянное возрастание аварийности, связанной с повреждениями электрооборудования электростанций в результате возникновения. При этом экономическая составляющая прямого ущерба от повреждения электрооборудования электростанций варьируется, в зависимости от величины электростанции, от 1 до 6 млн. рублей в год. Поэтому тема выпускной квалификационной

работы, направленная на реконструкцию главной электрической схемы Тольяттинской ТЭЦ, входящей в состав Самарского филиала ПАО «Т Плюс», является актуальной.

Целью работы является детальное исследование главной электрической схемы ТЭЦ Самарского филиала «Т Плюс» для разработки мероприятий по повышению ее надежности.

В соответствии с поставленной целью в работе решаются следующие задачи:

- анализ существующей главной электрической схемы 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ;
- выбор схемы электрических соединений и электрооборудования 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ;
- релейная защита отходящих линий ВЛ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ;
- безопасность и экологичность работы;
- экономическая эффективность работы.

## **1 Анализ главной схемы электрических соединений Тольяттинской ТЭЦ**

Главная электрическая схема Тольяттинской ТЭЦ приведена на рисунке 1.1.

Электростанция предназначена для обеспечения потребителей Центрального района города Тольятти электрической и тепловой энергией.

Электростанция состоит из машинного зала, где установлены турбогенераторы, распределительного устройства 6 кВ и распределительного устройства 110 кВ.

Перечень электрооборудования главной электрической схемы ТоТЭЦ приведен в таблице 1.1.

На ТоТЭЦ установлено:

- десять турбогенераторов типа ТВФ-63-2 и ТВФ-100-2. ;
- восемь главных трансформаторов типа ТДТНГ-75000/110, ТДЦ-125000/110, ТД-80000/110;
- выключатели воздушные типа ВВН-110/6.

Особенностью ТоТЭЦ является то, что распределительное устройство 110 кВ выполнено закрытого типа ЗРУ 110 кВ, т.к. в непосредственной близости находятся химические предприятия северной промышленной зоны г. Тольятти. На ЗРУ 110 кВ через главные трансформаторы поступает электроэнергия от четырех турбогенераторов ТГ7, ТГ8, ТГ9 и ТГ10.

Распределительное устройство 6 кВ также выполнено закрытого типа ЗРУ 6 кВ. На ЗРУ 6 кВ поступает электроэнергия от шести турбогенераторов ТГ1, ТГ2, ТГ3, ТГ4, ТГ5 и ТГ6.

Установленная электрическая мощность ТоТЭЦ 620 МВт, установленная тепловая мощность - 2497 Гкал/ч.

Электростанция была пущена в эксплуатацию в 1960 г., затем до 1975 года вводились дополнительные мощности. Работ по модернизации электрооборудования главной электрической схемы не проводились.

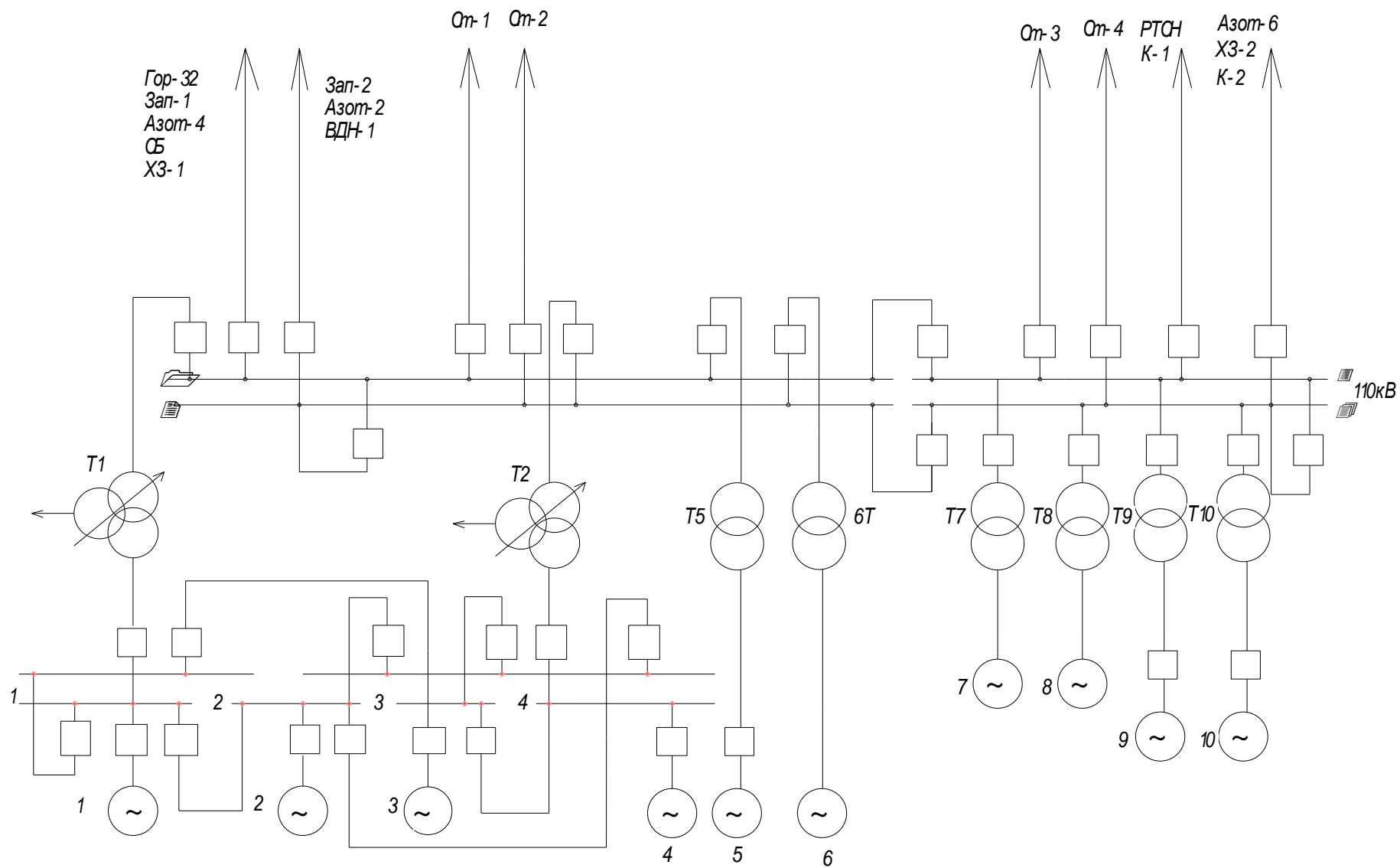


Рисунок 1.1 – Главная электрическая схема Тольяттинской ТЭЦ

Таблица 1.1 - Паспортные данные электрооборудования главной электрической схемы «Гольяттинской ТЭЦ»

ГЕНЕРАТОРЫ																
№ п/п	Станц номер генератора	Тип	$n$ , об/мин	$S_{ном}$ МВА	$P_{ном}$ МВт	$U_{ном}$ кВ	$\cos(\varphi)$	$I_{стат}$ А	$X''_d$ %	$X'_d$ %	$X_d$ %	$X_2$ %	$X_0$ %	$U_{возб}$ В	$I_{возб}$ А	Сх. соедин.
1.	1Г	ТВФ-63-2	3000	78,75	63	6,3	0,8	4340	13,9	22,4	219,9	17,1	9,63	182	1330	YY
2.	2Г	ТВФ-63-2	3000	78,75	63	6,3	0,8	4340	13,9	22,4	219,9	17,1	9,63	182	1330	YY
3.	3Г	ТВФ-60-2	3000	75	60	6,3	0,8	6880	21	31	174	26	9,6	225	1750	YY
4.	4Г	ТВФ-63-2	3000	78,75	63	6,3	0,8	4340	13,9	22,4	219,9	17,1	9,63	182	1330	YY
5.	5ГТ	ТВФ-110-2	3000	137	110	10,5	0,8	7560	18,9	27,1	203,7	23	10,6	370	1472	YY
6.	6ГТ	ТВФ-60-2	3000	75	60	10,5	0,8	4125	14,6	22	166	18	9,6	185	1530	YY
7.	7ГТ	ТВФ-100-2	3000	117,5	100	10,5	0,85	6480	18,3	26,3	179	22,3	9,7	225	1750	YY
8.	8ГТ	ТВФ-120-2	3000	141,27	120	10,5	0,85	7760	21,4	31,4	216	26,1	9,73	296	1855	YY
9.	9ГТ	ТВФ-120-2	3000	141,2	120	10,5	0,85	7760	21,4	31,4	216	26,1	9,73	296	1860	YY
10.	10ГТ	ТВФ-120-2	3000	141,2	120	10,5	0,85	7760	21,4	31,4	216	26,1	9,73	296	1850	YY



Продолжение таблицы 1.1

ТРАНСФОРМАТОРЫ																
№ п/п	Станц номе р тр- ра.	Тип	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ , кВ			$I_{ном}$ , А			$U_k$ , %						Схема соединения
				В	С	Н	В	С	Н	ВС	ВН	СН	В	С	Н	
1.	Т1	ТДТНГ- 75000/110	75	115	38,5	6,6	376	1125	6873	11,68	20,25	7,4	12,26	-0,56	7,98	Y <sub>o</sub> /Y <sub>o</sub> /Δ
2.	Т2	ТДТНГ- 75000/110	75	115	38,5	6,6	376	1125	6873	11,68	20,25	7,4	12,26	-0,56	7,98	Y <sub>o</sub> /Y <sub>o</sub> /Δ
3.	Т5	ТДЦ- 125000/110	125	121	-	10,5	596	-	6873	-	11,12	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ
4.	Т6	ТД- 80000/110	80	121	-	10,5	382	-	4394	-	10,24	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ
5.	Т7	ТДЦ- 125000/110	125	121	-	10,5	596	-	6873	-	11,09	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ
6.	Т8	ТДЦ- 125000/110	125	121	-	10,5	596	-	6873	-	10,3	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ
7.	Т9	ТДЦ- 125000/110	125	121	-	10,5	596	-	6873	-	10,5	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ
8.	Т10	ТДЦ- 125000/110	125	121	-	10,5	596	-	6873	-	11,16	-	-	-	-	Y <sub>o</sub> /Δ

Продолжение таблицы 1.1

Тип	Тип	$U_{ном}$ кВ
Выключатель воздушный	ВВН-110/6	110
Разъединитель линейный	РЛНД1-110-1000	110
Разъединитель шинный	РЛНД1-110-1000	110
Трансформатор тока	ТВШ-15, ТНПШ-15	110
Трансформатор напряжения	НКФ-110	110
ОПН (яч.3, 5, 24, 34)	ОПН-110/80-ЗЭУ	110
ОПН (яч.21, 34)	ОПН-110/77-ТЭЛ	110

Питание собственных нужд электростанции осуществляется через отпайку от блока Т-Г через трансформаторы собственных нужд ТСН 6/0,4 кВ.

РУ 110 кВ должно обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и транзит ВЛ-110 кВ, так как каждая отходящая от подстанции ВЛ 110 кВ имеет по своему выключателю, при выходе выключателя в ремонт транзит сохраняется. Технические характеристики РУ 110 кВ приведены на листе 6 графической части проекта.

РУ 110 кВ электростанции выполнено по схеме с двумя рабочими и одной обходной системой сборных шин [19]. Рабочие и обходная системы сборных шин выполнены секционированными. Для обеспечения автоматического переключения с одной секции сборных шин на другую на период аварийных ситуаций и вывода в ремонт электрооборудования ТоТЭЦ предусмотрены секционные и обходные выключатели. Главная электрическая схема ТоТЭЦ удовлетворяет требования надежности электроснабжения потребителей, поэтому реконструкция электрической схемы не требуется.

Главная схема электрических соединений 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей, экономичности, маневренности. Схема проста и наглядна, что позволяет снизить вероятность несчастного случая при ее обслуживании. Поэтому электрическая схема соединений ЗРУ 110кВ остается прежней.

Таким образом, требуется разработка варианта замены электрического оборудования главной электрической части Тольяттинской ТЭЦ для бесперебойного обеспечения потребителей электрической энергией.

## 2 Расчетные параметры главной электрической схемы электростанции

Для расчета КЗ определим параметры электрооборудования электростанции и с помощью преобразований найдем результирующие сопротивления в каждой расчетной точке.

При определении расчетных параметров генераторы и двигатели вводились в схему сверхпереходными сопротивлениями [4].

По величине результирующего реактивного сопротивления находятся её индуктивности для расчетов КЗ.

Расчеты выполнены для нормальной схемы работы - все генераторы электростанции в в работе (рисунок 2.1).

Параметры питающей системы заданы для шин 110 кВ:

$$Z_{c110} = R + j \cdot X = 0.123 + j \cdot 2.394,$$

$$U_c = 115 \text{ кВ.}$$

Параметры оборудования:

Генераторы: ТВФ – 63 – 2;  $S_{\text{ном}}$  - 78,75 МВА,  $X_d''$  - 0,203.

Реакторы: РБА – 6 – 3000 – 8 (1-3, 1-2, 3-4), РБА – 6 – 4000 – 8 (2-4).

Трансформаторы связи: ТДТНГ - 75000,  $U_{\text{к в-н}}$  - 11,9%.

Линейные реакторы. РБА – 6 – 1500 – 8.

Двигатель Д2Б:  $S_{\text{ном}}$  - 700 кВА,  $X''$  - 0,185.

Кабель к двигателю : ААШВ - 3\*70; 1 - 90 м.

Кабель ГРУ-РУСН : АСБ 2\*240 + 3\*185; 1 - 200 м.

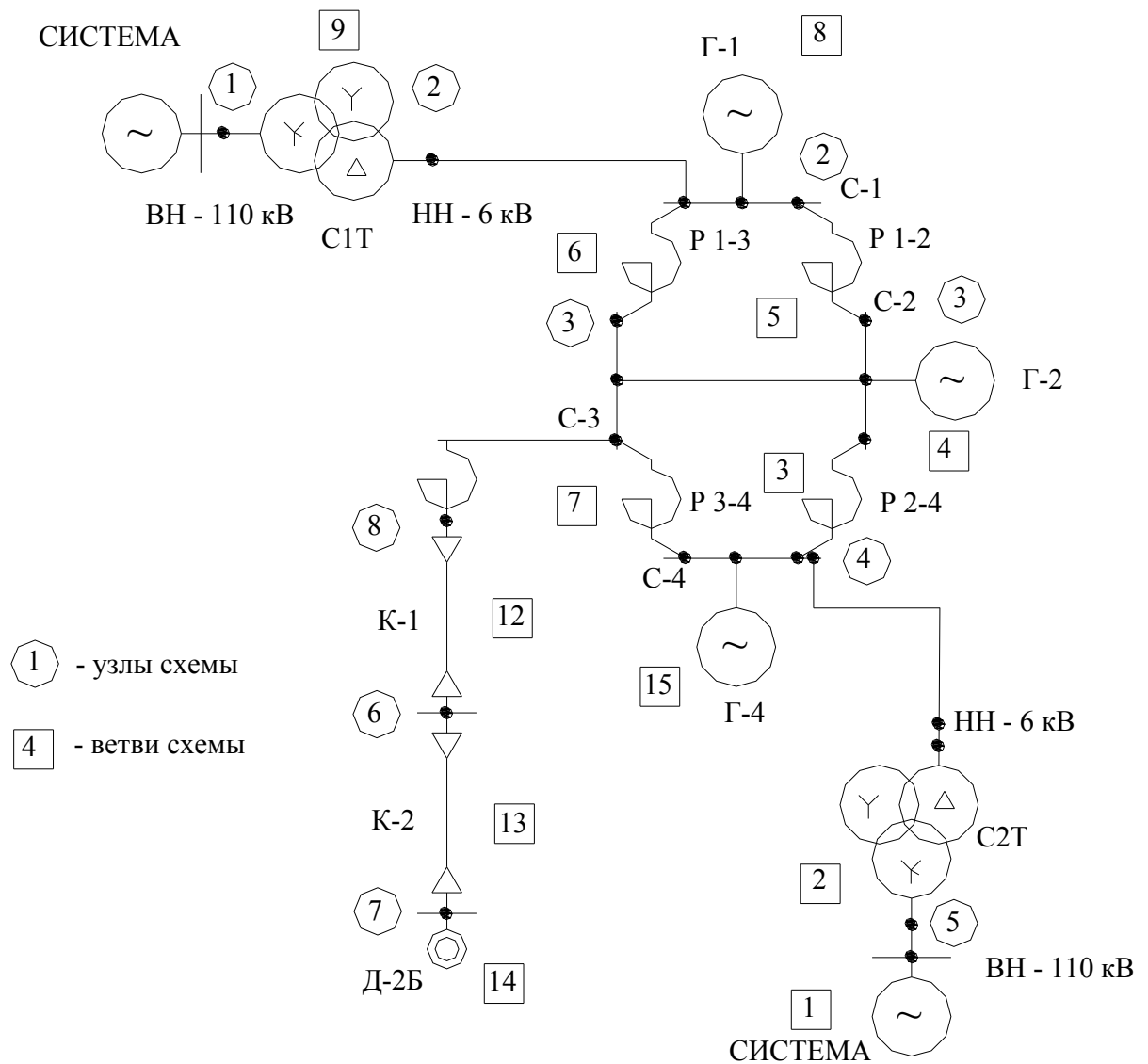


Рисунок 2.1 – Полная расчетная схема электрической сети электростанции для расчета токов КЗ в узлах и ветвях схемы

Расчет сопротивлений элементов схемы [13]:

Генераторы Г-1, Г-2, Г-4:

$$X_{\Gamma} = X'' \cdot U^2 / S_{\text{НОМ}} = 0,203 \cdot 6,3^2 / 78,75 = 0,1026 \text{ Ом},$$

Реакторы:

$$X_p = X_{p\%} / 100 \cdot U_{\text{нр}} / 1,73 \cdot I_{\text{нр}} = 0,097 \text{ Ом}$$

для РБА - 6 - 3000 - 8%;

$$X_p = 0,0924 \text{ Ом};$$

для РБА - 6 - 4000 - 8%;

$$X_p = 0,073 \text{ Ом};$$

Трансформаторы связи :

$$X_{\text{тр}} = U_K / 100 * U^2 / S_{\text{НОМ}} = 0,119 * 6,3^2 / 75 = 0,063 \text{ Ом}$$

Двигатель Д2Б:

$$X_d = X'' \cdot U^2 / S_{\text{НОМ}} = 0,185 * 6,3^2 / 0,7 = 10,48 \text{ Ом}.$$

Кабели КЛ1 и КЛ2:

$$X_k = X_{\text{ок}} * l;$$

$$X_{\text{К1}} = 0,08 * 0,09 = 0,0072 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{К2}} = 0,072 * 0,2 / 5 = 0,0028 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{к1}} = R_{\text{к2}} = 0$$

Расчетные параметры главной электрической схемы электростанции приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Расчетные параметры главной электрической схемы ТоТЭЦ

№ ветви	Тип элемента	Элемент	Узел 1	Узел 2	Кратн.	Свойства	парам. 1	парам. 2	парам. 3
1	Система	С 110 1	9	5	1	Sys1	0,123	2,394	115,000
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	1	Tr2	0,119	75,000	
3	Реактор	Р 2-4	4	3	1	R1	0,080	4,000	6,000
4	Генератор	Г-2	9	3	1	G2	0,203	78,750	
5	Реактор	Р 1-2	2	3	1	R2	0,080	3,000	6,000
6	Реактор	Р 1-3	2	3	1	R2	0,080	3,000	6,000
7	Реактор	Р 1-3	4	3	1	R2	0,080	3,000	6,000
8	Генератор	Г-1	9	2	1	G1	0,203	78,750	
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	1	Tr1	0,119	75,000	
10	Система	С 110 1	9	1	1	Sys2	0,123	2,394	115,000
11	Реактор	ЛР	3	8	1	R4	0,080	1,500	6,000
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	1	Kb1	0,053	0,018	0,200
13	Кабельная линия	РУСН двигатель	6	7	1	Kb2	0,440	0,080	0,090
14	Генератор	Г-2	9	7	1	ДG	0,185	0,790	
15	Генератор	Г-4	9	4	1	G4	0,203	78,750	

### 3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ необходим для выбора и проверки электрооборудования главной электрической 110 кВ электростанции [1,13].

Для выбора электрооборудования 110 кВ в качестве расчетной выберем шины 110 кВ РУ. Схема замещения для расчета токов КЗ на стороне 110 кВ от двух источников питания КЗ – система и генераторы приведена на рисунках 3.1 и 3.2.

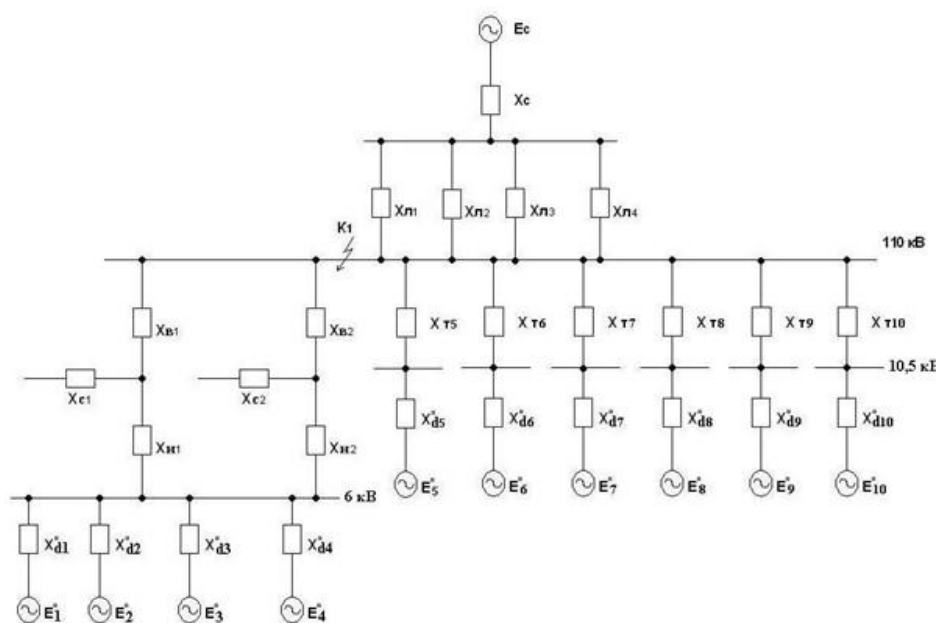


Рисунок 3.1 - Схема замещения для расчета токов КЗ на стороне 110 кВ

Расчет результирующих сопротивлений для приведенной схемы замещений выполнен по данным таблицы 2.1 и приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расчет сопротивлений расчетной схемы замещения (рисунок 3.2)

Точка КЗ	$x^*$	Расчетная формула	Значение
К1	$x_{расч С}^* (x_{16}^*)$	$x_{расч.Г} = x_1'' \cdot \frac{S_C}{S_\delta}$	1,203
	$x_{расчГ}^* (x_{17}^*)$	$x_{расч.Г} = x_2'' \cdot \frac{S_{n\Sigma}}{S_\delta}$	0,3064



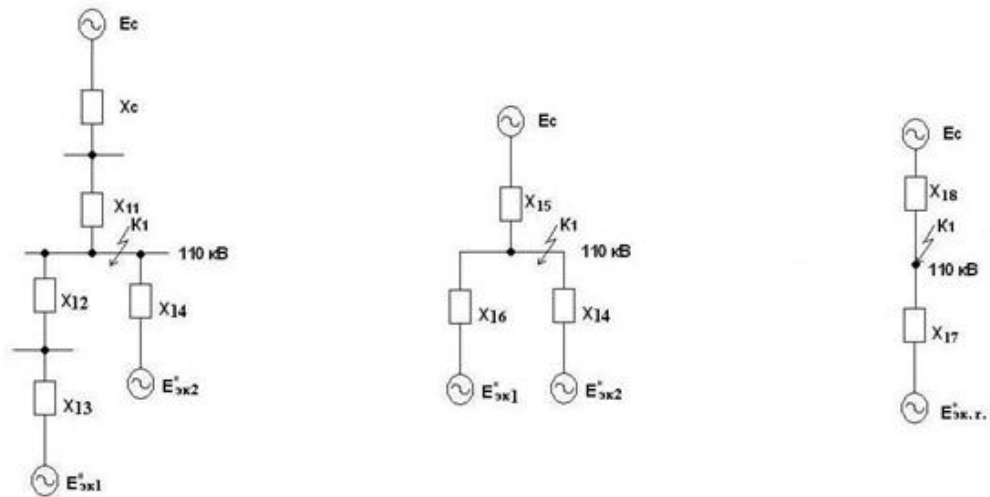


Рисунок 3.2 – Приведение схемы замещения к расчетным точкам (система и генератор)

Результаты расчета токов КЗ и данных для выбора коммутирующего электрооборудования сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета токов КЗ на стороне 110 кВ для расчетной схемы на рисунке 2.1

Расчетные значения	$I_{\kappa 1}^{(3)}$	$i_{уд1}$	$B_{\kappa}$
	кА	кА	кА <sup>2</sup> ·с
Система 110 кВ	14,7	23,5	76,9
Генератор 110 кВ	23,38	63,98	106,6

Ниже в таблицах приведены расчеты токов КЗ в узлах и ветвях ЗРУ 6 кВ ТоТЭЦ для полной расчетной схемы на рисунке 2.1 (таблицы 3.3 – 3.9)

Таблица 3.3 - Расчет тока КЗ в ЗРУ 6 кВ ТоТЭЦ

Узел КЗ	Место КЗ	Uн, кВ	Zрез, Ом	Rрез, Ом	Xрез, Ом	$I_{к^{(3)}}$ , кА	$I_{к^{(2)}}$ , кА	$i_y$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с
2	Секция 1	6.3	0.029	0.000	0.029	124.813	108.091	283.154	62624.562
3	Секция 2-3	6.3	0.031	0.000	0.031	117.896	102.101	267.461	55875.465
4	Секция 4	6.3	0.029	0.000	0.029	126.933	109.927	287.964	64770.090
6	РУ СН-6кВ	6.3	0.233	0.010	0.232	15.643	13.547	35.488	983.689
7	На выв. ДВ	6.3	0.244	0.048	0.239	14.902	12.906	33.807	892.733
8	За линейными реакторами	6.3	0.229	0.000	0.229	15.892	13.763	36.054	1015.328

Таблица 3.4 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элемента	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ток в ветви, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.09653	12.05
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.09653	12.05
3	Реактор	Р 2-4	4	3	0.09299	11.61
4	Генератор	Г-2	9	3	0.13562	16.93
5	Реактор	Р 1-2	2	3	-0.14990	-18.71
6	Реактор	Р 1-3	2	3	-0.14990	-18.71
7	Реактор	Р 1-3	4	3	0.06974	8.70
8	Генератор	Г-1	9	2	0.28483	35.55
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	0.41536	51.84
10	Система	С 110 1	9	1	-0.41536	51.84
11	Реактор	ЛР	3	8	-0.00146	-0.18
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	-0.00146	-0.18
13	Кабельная линия	РУСН Дв	6	7	-0.00146	-0.18
14	Генератор	Г-2	9	7	0.00146	0.18
15	Генератор	Г-4	9	4	0.06620	8.26

Таблица 3.5 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элемента	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ток в ветви, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.21464	25.30
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.21464	25.30
3	Реактор	Р 2-4	4	3	0.20676	24.38
4	Генератор	Г-2	9	3	0.30155	35.55
5	Реактор	Р 1-2	2	3	0.16669	19.65
6	Реактор	Р 1-3	2	3	0.16669	19.65
7	Реактор	Р 1-3	4	3	0.15507	18.28
8	Генератор	Г-1	9	2	0.13562	15.99
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	0.19777	23.32
10	Система	С 110 1	9	1	0.19777	23.32
11	Реактор	ЛР	3	8	-0.00324	-0.38
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	-0.00324	-0.38
13	Кабельная линия	РУСН Дв	6	7	-0.00324	-0.38
14	Генератор	Г-2	9	7	0.00324	0.38
15	Генератор	Г-4	9	4	0.14719	17.35

Таблица 3.6 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элем.	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ток в ветви, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.40842	51.84
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.40842	51.84
3	Реактор	Р 2-4	4	3	-0.17800	-22.59
4	Генератор	Г-2	9	3	0.14719	18.68
5	Реактор	Р 1-2	2	3	0.08136	10.33
6	Реактор	Р 1-3	2	3	0.08136	10.33
7	Реактор	Р 1-3	4	3	-0.13350	-16.95
8	Генератор	Г-1	9	2	0.06620	8.40
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	0.09653	12.25
10	Система	С 110 1	9	1	0.09653	12.25
11	Реактор	ЛР	3	8	-0.00158	-0.20
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	-0,00158	-0,20
13	Кабельная линия	РУСН Дв	6	7	-0.00158	-0.20
14	Генератор	Г-2	9	7	0.00158	0.20
15	Генератор	Г-4	9	4	0.28008	35.55

Таблица 3.7 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элем.	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ток в ветви, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.20996	3.28
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.20996	3.28
3	Реактор	Р 2-4	4	3	0.20225	3.16
4	Генератор	Г-2	9	3	0.29497	4.61
5	Реактор	Р 1-2	2	3	0.16306	2.55
6	Реактор	Р 1-3	2	3	0.16306	2.55
7	Реактор	Р 1-3	4	3	0.15169	2.37
8	Генератор	Г-1	9	2	0,13266	2.08
9	Трансформатор	С1 Т	1	0	0.19345	3.03
10	Система	С 110 1	9	1	0.19345	3.03
11	Реактор	ЛР	3	8	0.97502	15.25
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	0.97502	15.25
13	Кабельная линия	РУСИ Дв	6	7	-0.02498	-0.39
14	Генератор	Г-2	9	7	0.02498	0.39
15	Генератор	Г- 4	9	4	0.14398	2.25

Таблица 3.8 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элем.	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ток в ветви, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.20979	3.13
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.20979	3.13
3	Реактор	Р 2-4	4	3	0.20209	3.01
4	Генератор	Г-2	9	3	0.29474	4.39
5	Реактор	Р 1-2	2	3	0.16293	2.43
6	Реактор	Р 1-3	2	3	0.16293	2.43
7	Реактор	Р 1-3	4	3	0.15157	2.26
8	Генератор	Г-1	9	2	0,13256	1.98
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	0.19330	2.88
10	Система	С 110 1	9	1	0.19330	2.88
11	Реактор	ЛР	3	8	0.97425	14.52
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	0.97425	14.52
13	Кабельная линия	РУСН Дв	6	7	0.97425	14.52
14	Генератор	Г-2	9	7	0.02575	0.38
15	Генератор	Г- 4	9	4	0.14387	2.14

Таблица 3.9 - Токи КЗ в ветвях схемы

№ ветви	Тип элемента	имя элем.	Узел 1	Узел 2	коэфф. ТР	ТОК В ВЕТВИ, кА
1	Система	С 110 1	9	5	0.21004	3.34
2	Трансформатор	С2 Т	5	4	0.21004	3.34
3	Реактор	Р 2-4	4	3	0.20233	3.22
4	Генератор	Г-2	9	3	0.29509	4.69
5	Реактор	Р 1-2	2	3	0.16312	2.59
6	Реактор	Р 1-3	2	3	0.16312	2.59
7	Реактор	Р 1-3	4	3	0.15175	2.41
8	Генератор	Г-1	9	2	0.13271	2.11
9	Трансформатор	С1 Т	1	2	0.19353	3.08
10	Система	С 110 1	9	1	0.19353	3.08
11	Реактор	ЛР	3	8	-0.97540	15.50
12	Кабельная линия	ГРУ РУСН	8	6	-0.02460	-0.39
13	Кабельная линия	РУСН Двигатель	6	7	-0.02460	-0.39
14	Генератор	Г-2	9	7	0.02460	0.39
15	Генератор	Г-4	9	4	0.14403	2.29



## **4 Выбор электрооборудования 110 кВ главной электрической схемы ТdTЭЦ**

### **4.1 Выбор выключателей 110 кВ**

На РУ 110 кВ установке принимаем элегазовый выключатель ВГТЗ-110 производства компании «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [24], т.к. он полностью взаимозаменяем (по присоединительным и установочным размерам) с воздушными выключателями серии ВВН, которые в настоящее время установлены на распределительном устройстве 110 кВ элеткростанции.

Выключатель представляет собой коммутационный аппарат, состоящий из трех отдельных полюсов, установленных на общем основании и управляемых одним пружинным приводом типа ППрК-2000С [19].

Полюсы выключателя заполнены элегазом (шестифтористая сера SF<sub>6</sub>-нетоксичное химически инертное, негорючее соединение, не имеющее цвета, запаха и вкуса).

Выключатель снабжен приводом ППрК-2000С.

Назначение привода ППрК-2000С: привод предназначен для дистанционного и местного управления высоковольтными выключателями, снабженными отключающими пружинами. Приводы серии ППрК – пружинные с моторным заводом пружин для выполнения одной операции включения [12].

Выключатель ВГТЗ-110 обеспечивает соблюдение всех номинальных параметров и нормируемых характеристик, предусмотренных руководством по эксплуатации [10]:

- при давлении элегаза в колонках вплоть до 0,42МПа;
- при давлении элегаза ниже 0,42МПа выключатель способен отключать токи нагрузки вплоть до 2500А;

- при давлении элегаза ниже 0,42 МПа обеспечивается необходимая электрическая прочность внутренней изоляции колонн;

- при полном отсутствии избыточного давления опорная изоляция выдерживает 1,15 наибольшего фазного напряжения, а изоляция между разомкнутыми контактами – наибольшее линейное напряжение.

Основные технические характеристики привода ППрК приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Основные технические характеристики привода ППрК-2000С

Наименование параметра	Значения
Энергия, передаваемая выключателю, при максимальном натяжении пружины	2000 Дж
Рабочее (горизонтальное) перемещение точки подсоединения тяги выключателя	106±0,5 мм
Электродвигатель завода пружин	асинхронный трехфазный
Номинальное напряжение электродвигателя	380 В
Мощность электродвигателя	0,75 кВт
Ток статора	1,9 А
Время завода пружин рабочих, с, не более	15
Количество электромагнитов управления: - включающих - отключающих	1 2
Габариты шкафа, мм, высота x ширина x глубина	1170x875x735
Масса (со шкафом), кг	285

Выбор и проверка выключателей распределительного устройства 110 кВ электростанции приведена в таблицах 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2 - Выбор и проверка линейных выключателей 110 кВ электростанции

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.2, 6, 8	ВГТЗ-110 – 40/2500	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	902 А	1600 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч.10,11,13	ВГТЗ-110 – 40/3200	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1100 А	2500 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч. 14, 16, 17	ВГТЗ-110 – 40/1000	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	402 А	1000 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч. 23, 24, 25	ВГТЗ-110 – 40/2500	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1400 А	2500 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с

Продолжение таблицы 4.2

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч. 28, 40, 41	ВГТЗ-110 – 40/1600	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	805 А	1600 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 4.3 - Выбор и проверка секционных и обходных выключателей 110 кВ электростанции

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.21 (секционный1)	ВГТЗ-110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1804 А	3200 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч.29 (обходной)	ВГТЗ-110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	2170 А	4000 А
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА

Общий вид элегазового выключателя ВГТЗ - 110 - 40/2500У1, установленного в распределительном устройстве 110 кВ приведен на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 - Общий вид выключателя ВГТЗ-110-40/2500У1

## 4.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Для установки на РУ 110 кВ выбираем трехполюсные двухколоновые поворотные разъединители типа РПД-110 производства компании «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [24] (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 - Общий вид разъединителя типа РПД-110

Выбор и проверка выключателей ЗРУ 110 кВ электростанции приведена в таблицах 4.4 и 4.5 [14,17].

Таблица 4.4 - Выбор и проверка линейных разъединителей 110 кВ электростанции

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.2, 6, 8	РПД- 110 - 1600	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	902 А	1600 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	100 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1600 кА <sup>2</sup> ·с

Продолжение таблицы 4.4

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.10,11,13	РПД- 110 - 1600	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1100 А	1600 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч. 14, 16,17	РПД- 110 - 1000	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	402 А	1000 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с
Яч. 23, 24, 25	РПД- 110 - 1000	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	805 А	1000 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с

Таблица 4.5 - Выбор и проверка секционных и обходных выключателей 110 кВ электростанции

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.21,23 (секционный1)	РПД- 110 - 2500	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1804 А	2500 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч.29,31 (обходной)	РПД- 110 - 1000	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	2170 А	2500 А
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	101 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	1000 кА <sup>2</sup> ·с

### 4.3 Выбор ОПН 110 кВ

ОПН на электростанциях являются основным средством ограничения от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Выбор ОПН выполняется по следующим параметрам [16, 22]:

- наибольшему длительному напряжению;
- номинальному разрядному току;
- защитному уровню при коммутационных и атмосферных перенапряжениях;
- значению остающегося напряжения на ОПН;
- наибольшему току, проходящему через ОПН в режиме коммутационных перенапряжений;
- значению отстающего напряжения на ОПН при протекании расчетного тока грозовой волны  $U_{ост}$ ;
- максимального значения тока, протекающего через ОПН в режиме грозových перенапряжений;
- проверки энергоспособности по рассеиванию энергии.

Выбор и проверка ОПН приведена в таблице 4.6.



Таблица 4.6 - Выбор и проверка ОПН 110 кВ

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч. 3, 5, 24, 34	ОПН- П1-110/88-3ЭУ	Наибольшее длительное допустимое напряжение	146 кВ	1628 кВ
		Номинальный разрядный ток	1 кА	10 кА
		Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	315 кВ	352 кВ
		Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений	314 А	2000 А
		Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях	3,15 кА	15 кА
Яч. 21, 34	ОПН- П1 - 110/83-3ЭУ	Наибольшее длительное допустимое напряжение	146 кВ	1628 кВ
		Номинальный разрядный ток	1 кА	10 кА
		Значение остающегося напряжения $U_{ост}$	315 кВ	352 кВ

Продолжение таблицы 4.6

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
		Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений	314 А	2000 А
		Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях	3,15 кА	15 кА

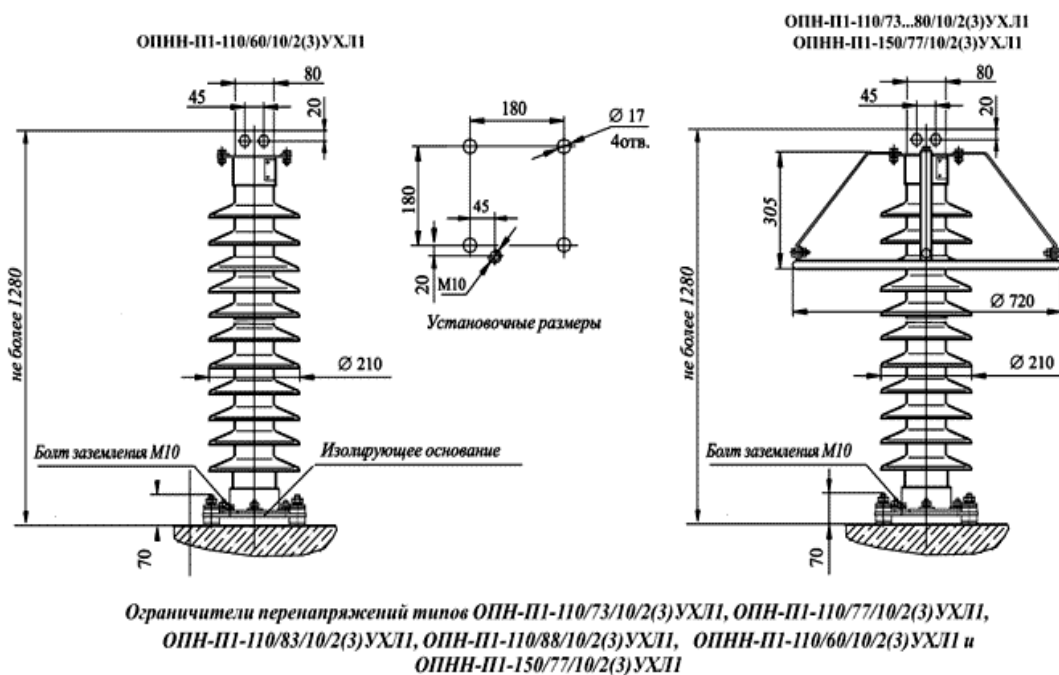
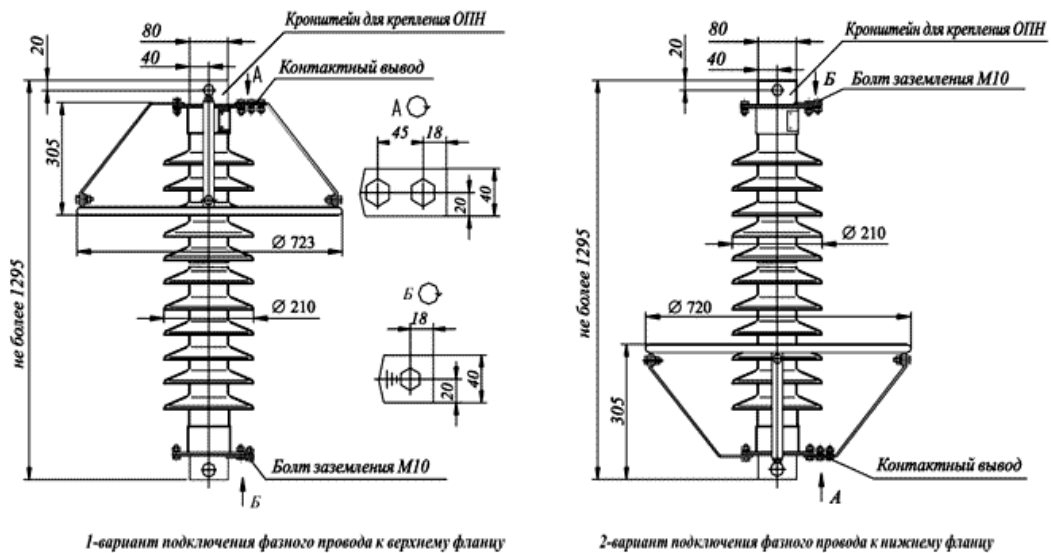


Рисунок 4.3 - Ограничители ОПН – П1 -110 кВ



Ограничители перенапряжений типов ОПН-П2-110/73/10/2(3)УХЛ1, ОПН-П2-110/77/10/2(3)УХЛ1, ОПН-П2-110/83/10/2(3)УХЛ1 и ОПН-П2-110/88/10/2(3)УХЛ1

Рисунок 4.4 - Ограничители ОПН – П2 -110 кВ

#### 4.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения 110 кВ

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения РУ 110 кВ электростанции приведен в таблице 4.7 [20].

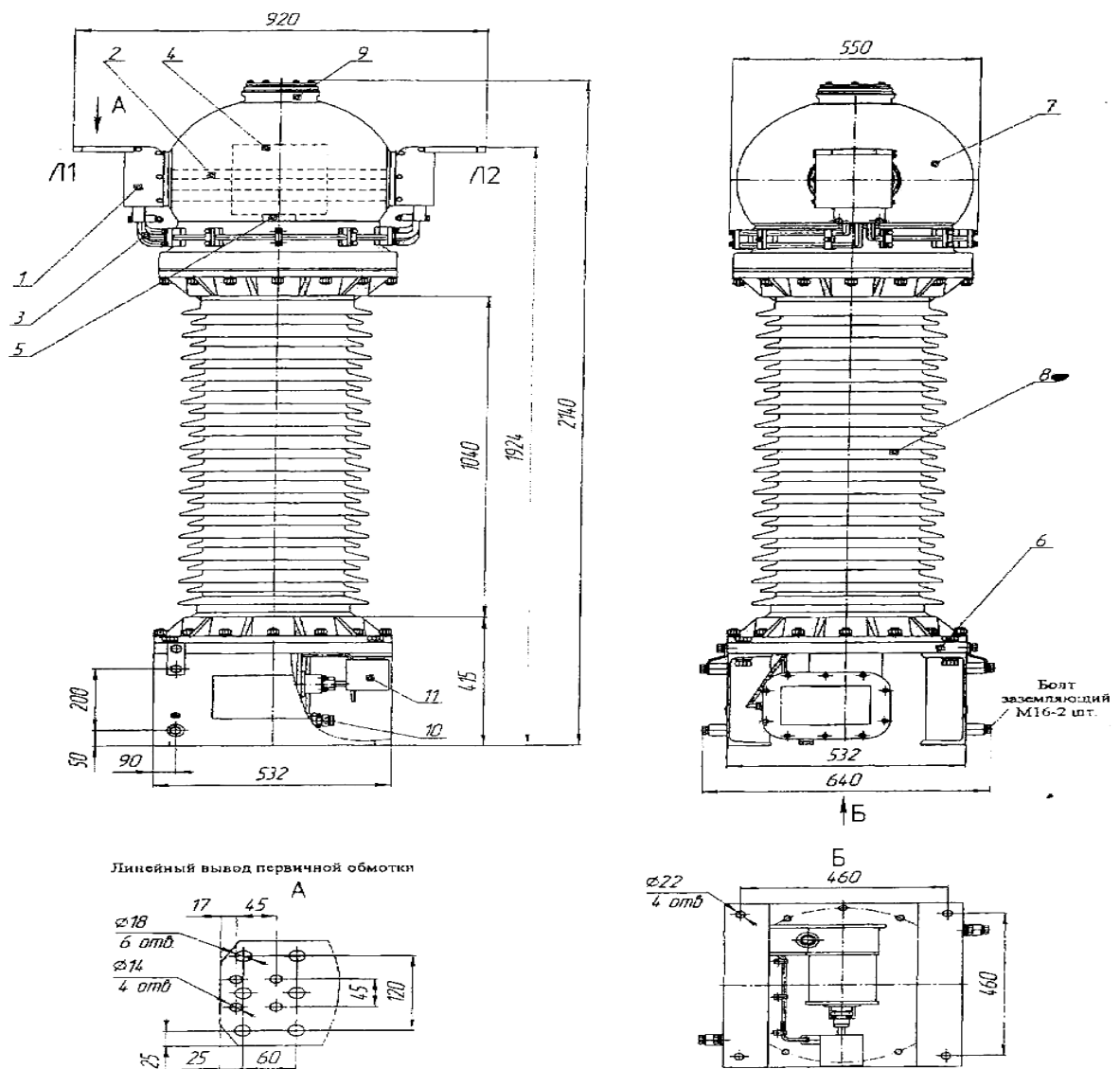
Таблица 4.7 – Выбор трансформатора тока и напряжения 110 кВ и 6 кВ

№ ячейки	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч. 1,2,6-17	Трансформатор тока ТФЗГ-110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	902 А	1000 А
		Номинальный вторичный ток	5 А	
		Класс точности	0,5/10Р	
		$I_k \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	100 кА
		$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	783 кА <sup>2</sup> ·с

Продолжение таблицы 4.7

ОРУ	Тип оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Яч. 20, 21, 23	Трансформатор тока ТФЗГ-110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
		$I_p \leq I_{ном}$	1100 А	1600 А
		Номинальный вторичный ток	5 А	
		Класс точности	0,5/10Р	
		$I_K \leq I_{откл}$	23,38 кА	40кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	68,98 кА	100 кА
		$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	106,6 кА <sup>2</sup> ·с	783 кА <sup>2</sup> ·с
		$I_p \leq I_{ном}$	955 А	3000 А
		$I_K \leq I_{вкл}$	22,1 кА	34 кА
		$i_{уд} \leq i_{дин}$	32,5	80 кА
		$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	256 кА <sup>2</sup> ·с	1018 кА <sup>2</sup> ·с
		Номинальный вторичный ток	5 А	
		Класс точности	0,5/10Р	
		Яч. 3, 5, 24, 34	Трансформатор напряжения НКФ-110	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{\sum np} \leq S_{НОМ}$	209 ВА			250 ВА

Общий вид элегазового трансформатора тока ТФЗГ-110 приведен на рисунке 4.5 (производство компании «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург [20]).



- 1 – фланцы; 2 – колпак; 3 – крепление; 4 – зажим;  
 5 – изолятор; 6 – основание; 7 – резервуар; 8 – колонная; 9 – защитный узел;  
 10 – клапан; 11 - сигнализатор

Рисунок 4.5 - Общий вид элегазового трансформатора тока ТРГ-110 II

## 5 Релейная защита отходящих ВЛ 110 кВ «Ст-1», «Ст-2»

Релейная защита и автоматика отходящих ВЛ 110 «Ст-1», «Ст-2» выполнена на основе шкафов микропроцессорных защит линий типа ЭКРА 217 производства ООО НПП «ЭКРА» [25] (рисунок 5.1).



Рисунок 5.1 -Шкафы микропроцессорной защиты ВЛ 110 кВ типа ЭКРА 217 производства ООО НПП «ЭКРА»

Терминалы ЭКРА 217 позволяют выполнять согласование цепей сигнализации с выключателями ВЛ 110 кВ «Ст-1» и «Ст-2» (рисунок 5.2).

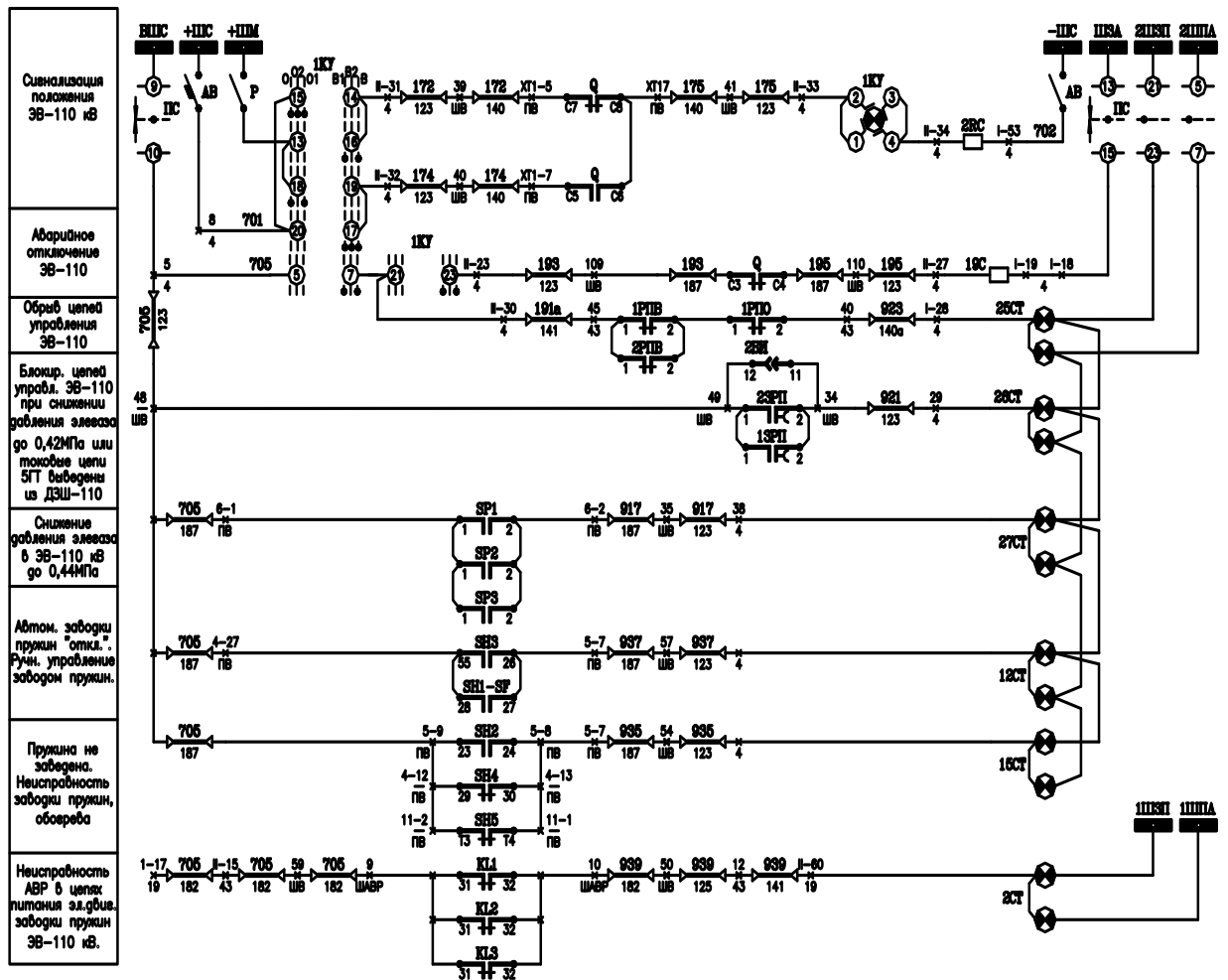


Рисунок 5.2 - Цепи сигнализации с выключателями ВЛ 110 кВ «Ст-1» и «Ст-

2»

Терминалы ЭКРА 217 для защит воздушных линий 110 кВ обеспечивают [7,8,25]:

- ступенчатую дистанционную защиту от междуфазных замыканий;
- максимальную токовую защиту от междуфазных повреждений (с пуском по напряжению, с заглублением первой и второй ступени при включении выключателя ВГТ-110, ускорение второй и третьей ступеней при включении выключателя ВГТ-110);
- контроль не исправностей цепей напряжения;

- защиту от однофазных замыканий на землю (защита по напряжению нулевой последовательности и току нулевой последовательности);
- защиту от несимметричного напряжения;
- защиту от минимального напряжения;
- защиту от дуговых замыканий;
- резервирование отказа срабатывания выключателя;
- автоматическое повторное включение (однократное и двухкратное);
- автоматическая частотная разгрузка;
- отключение внешних цепей;
- блокировка внешних цепей.



## **6 Безопасность и экологичность работы**

На ТoТЭЦ имеются следующие вредные и опасные для здоровья человека факторы [2, 3, 5]:

1. Высокая температура на котлах и турбинах.
2. Сильный шум из-за высокого давления пара, проходящего по трубам и насосам.
3. Наличие сильной вибрации возле мощных электродвигателей.
4. Наличие мощных электромагнитных полей на РУ 110 кВ.
5. Угроза поражения электрическим током при аварии или неосторожном обращении с токоведущими частями.

### **6.1 Разработка мероприятий по борьбе с шумом в машинном зале и в помещениях насосной ТЭЦ**

Одним из специфических вредных факторов ТЭЦ является шум, создаваемый насосами, турбогенераторами и другими механизмами собственных нужд.

Одним из источников шума на ТЭЦ являются насосы. Их работа сопровождается колебаниями в звуковом диапазоне частот от 16 Гц – 20 кГц. Источниками гидродинамического шума и вибрации собственного насоса без привода, являются прежде всего явления, связанные с обтеканием его элементов, образованием вихрей на лопатках и дисках, на стенках корпуса и в выходном патрубке приводящие к созданию вихревого шума и вибрации. Образование пограничного слоя на стенках проточной части насоса, приводят к появлению псевдозвука, служащего источником вибрации корпуса, а также шуму аналогичного вихревому. Неоднородность потока из-за конечности числа лопаток и асимметрии корпуса, также приводит к появлению интенсивного шума. Наличие вращающихся деталей в насосах и электроприводах приводит к шуму и вибрации из-за дисбаланса. Ротор

насоса, механически уравновешенный на холостом ходу, при работе насоса на жидкости может оказаться гидромеханически не уравновешенным. Это может произойти, в случае, когда рабочее колесо насоса изготовлено недостаточно точно и различается по шагу, углу между лопастями, по длине, толщине и углам установки лопастей. Силы, действующие на отдельные лопасти рабочего колеса, при этом не уравновешиваются и создают вибрации и шум. Различие в размерах межлопастных каналов рабочего колеса приводит к различному заполнению их жидкостью и несовпадению центра массы жидкости с осью вращения ротора, что также создает дополнительную вибрацию механизмов.

Одним из самых кардинальных методов борьбы с шумом является метод устранения шума непосредственно в источнике его возникновения.

Существует несколько способов уменьшения шума:

1. Увеличение радиального зазора между лопастями рабочего колеса и лопатками отводящего устройства. Оптимальный зазор выбирают на стадии проектирования насоса.

2. Скос лопаток отвода при работе колеса.

3. Увеличение числа лопастей рабочего колеса. Этим достигается однородность протекания жидкости, вследствие чего уменьшается дрожание лопастей и вибрация связана с этим процессом.

4. Выбор отводящего устройства оптимального типа и сечения. Осуществляется также на стадии разработки.

5. Эксплуатация насосов в режиме близком к режиму максимального КПД.

Защита от шума должна достигаться разработкой шумобезопасности техники, применением средств и методов комплексной и индивидуальной защиты, а также строительно-акустическими методами.

Как уже отмечалось ранее, средства, снижающие шум в источнике, в основном достигаются и разрабатываются на стадии проектирования. В случае применения механизмов, шум в которых устранить невозможно в

связи с устаревшим оборудованием либо по техническим причинам предусматривается установка различных шумопоглощающих кожухов. В частности, на ТЭЦ, такие кожухи устанавливаются на резервный возбудитель, т.к. при его работе создается интенсивный шум и вибрацию которых устранить невозможно.

Снижение производственного шума по пути его распространения достигается либо удалением источника шума от рабочего места, либо комплексом строительно-акустических мероприятий, состоящих из акустических и архитектурно-планировочных. Меры по борьбе с шумом необходимо предусматривать на стадии проектирования помещений и цехов.

Для уменьшения шума необходимо также предусматривать применение материалов и конструкций при проектировании кровли, стен, окон, ворот, дверей, которые могут обеспечить необходимую звуковую изоляцию.

На рабочих местах, где не удастся добиться снижения шума до допустимых уровней техническими средствами или где это нецелесообразно по технико-экономическим соображениям следует применить средства индивидуальной защиты. Основное назначение средств индивидуальной защиты – перекрыть наиболее чувствительный канал проникновения звука в организм человека, ухо человека. Такими средствами являются: вкладыши, наушники, гилемы, каски с наушниками.

В целом на ТЭЦ достигнуть полного отсутствия шума невозможно, поэтому весь персонал снабжается средствами индивидуальной защиты. В последнее время создаются механизмы, уровень шума в которых значительно снижен, что значительно снижает общий уровень шума в помещениях и цехах ТЭЦ.

## 6.2 Защитное заземление здания РУ 110 кВ ТЭЦ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей и защищать обслуживающий персонал от опасных напряжений, прикосновений [15].

На ТоТЭЦ подлежат заземлению колонны здания РУ 110 кВ (лист 3 графической части) по рядам А, Б, В. К магистралям заземления присоединяются также станины и кожухи электрических машин, выключателей и других аппаратов, каркасов щитов, барьеры и металлические ограждения, металлические фермы и площадки. Заземление перечисленного оборудования выполняется полосовой сталью сечением 25x4мм, которая с помощью сварки присоединяется к ближайшей магистрали.

В качестве магистрали заземления, кроме специально проложенных, используются полосы металлоконструкций, закладные швеллеры и полосы для установки шкафов и панелей. Все стыки в полосах и швеллерах соединены при помощи сварки, разрывы соединяем полосовой сталью 40x4 мм. Кроме того каждый трансформатор 6,3/0,4 кВ заземляем по контуру металлическими стержнями, соединенными полосами, помещенные под зданием и присоединенные к общему заземляющему контуру.

На каждое находящее в эксплуатации заземляющее устройство составляется паспорт, включающий схему заземления, его технические данные о результатах проверки его состояния, о характере проведенных ремонтов и изменениях, внесенных в устройство заземления.

Техническое состояние заземляющего устройства определяется путем внешнего осмотра видимой части устройства, а также нормами испытания заземляющих устройств, указанных в таблице.

В таблице 6.1 приведены сроки, объем и нормы заземляющих устройств в соответствии с нормами [15].

Таблица 6.1 - Сроки, объем и нормы заземляющих устройств

Вид испытаний	Наименование испытания	Нормы испытания	Примечание
К, Т, М	Проверка состояния элементов заземляющего устройства	-	Элементы, находящиеся в грунте, осматривают выборочно со вскрытием грунта, остальные в пределах допустимости осмотру
К, Т	Проверка наличия цепи между контуром заземления и заземляемыми элементами	Не должно быть обрывов и неудовлетворительных контактов в проводке	Проводятся также при каждой перестановке оборудования
К	Проверка надежности соединений естественных и искусственных заземлителей с заземляющим устройством	-	Проводиться также после каждого ремонта заземления
К, Т	Измерение сопротивления заземляющего устройства	Установки выше 1000 В при $I > 500 \text{ А}$ , $R = 0,5 \text{ Ом}$ , при $I \leq 500 \text{ А}$ : одновременно с установками до 1000 В $125/I \leq 10$ Установки выше 1000 В $250/I \leq 10$ Установки до 1000 В $R = 40 \text{ Ом}$	

Примечание:

К – испытания при капитальных ремонтах; Т – при текущих; ; М – межремонтные испытания. К, М – проводятся в сроки, установленные ответственными за энергохозяйство; Т – проводятся не реже 1 раза в год

Надежность соединения элементов, переходные сопротивления в местах контактов, а также сопротивления заземляющих проводников измеряются цифровым омметром АМ-6011.

План заземления здания РУ 110 кВ электростанции приведен на рисунке 6.1.

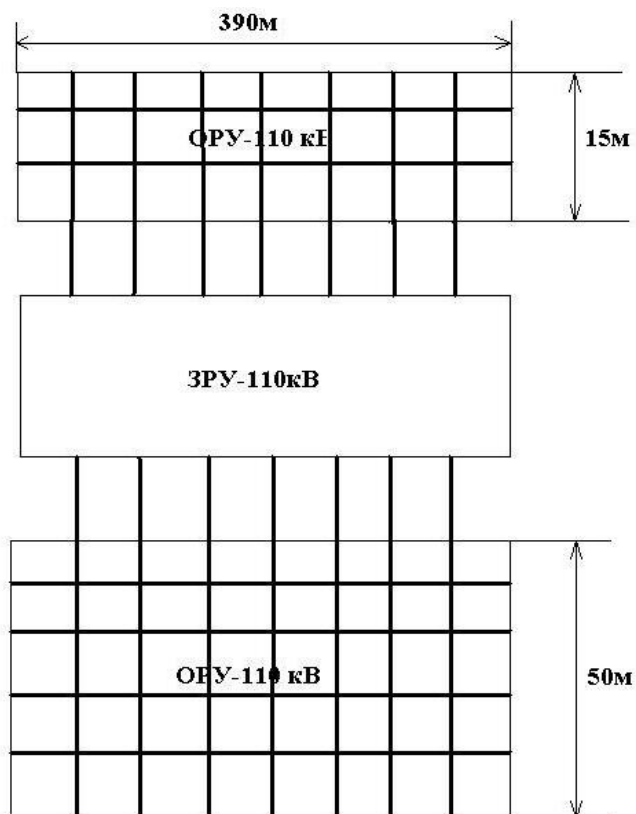


Рисунок 6.1 - План заземления здания РУ 110 кВ электростанции

## 7 Экономическая эффективность работы

При реконструкции электрической части 110 кВ ТoТЭЦ Самарркского филиала ПАО «Т Плюс» приняты к установке:

- на отходящих линиях в яч. 2, 6, 8, 28, 40, 41 элегазовые выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/2500;
- на отходящих линиях в яч. 11 - 13 элегазовые выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/3200;
- на отходящих линиях в яч. 14, 16, 17 элегазовые выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/1000;
- на отходящих линиях в яч. 23 – 25 элегазовые выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/1600;
- секционные выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/3200;
- обходные выключатели типа ВГТЗ-110 – 40/4000
- на отходящих линиях в яч. 2, 6, 8, 10 – 13, 14, 16, 17 разъединители типа РПД- 110 – 1600;
- на отходящих линиях в яч. 23 - 25, 28, 40, 41 разъединители типа РПД- 110 – 1000;
- в яч. 3, 5, 24, 34 ОПН- П1- 110/88-ЗЭУ;
- в яч. 21, 34 ОПН- П1- 110/83-ЗЭУ;
- трансформаторы тока типа ТФЗГ-110;
- в яч. 3, 5, 24, 34 трансформаторы напряжения типа НКФ-110.

Капитальные затраты на реконструкцию электрической части 110 кВ электростанции составили:

$$K_{110} = 141256 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на реконструкцию электрической части 110 кВ электростанции рассчитаны по [12, 14, 16, 18] и приведены в таблице 8.1.



Таблица 8.1 - Капитальные затраты на реконструкцию подстанции «КПД» для варианта 1

Наименование оборудования	Единиц оборудования	Капитальные затраты с учетом СМР, тыс. руб.
Элегазовый выключатель ВГТЗ-110 – 40	41	123000
РПД- 110	84	15292
ОПН- П1- 110/88-ЗЭУ ОПН- П1- 110/83-ЗЭУ	18	162
Трансформаторы тока ТФЗГ-110	48	1770
Трансформаторы напряжения НКФ-110	4	1032

## Заключение

В выпускной квалификационной работе на основании выполненного анализа главной схемы электрических соединений и состояния электрооборудования ЗРУ 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ, принадлежащей Самарскому филиалу ПАО «Т Плюс» разработаны мероприятия по реконструкции ЗРУ 110 кВ.

В главной электрической схеме 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ - ЗРУ 110 кВ применяется схема с двумя основными и одной обходной системами шин. Главная схема электрических соединений 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей, поэтому остается прежней.

Результатом реконструкции главной электрической схемы 110 кВ ТЭЦ является:

- установка на отходящих линиях в яч. 2, 6, 8, 28, 40, 41 элегазовых выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/2500;
- установка на отходящих линиях в яч. 11 - 13 элегазовых выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/3200;
- установка на отходящих линиях в яч. 14, 16, 17 элегазовых выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/1000;
- установка на отходящих линиях в яч. 23 – 25 элегазовых выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/1600;
- установка секционных выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/3200;
- установка обходных выключателей типа ВГТЗ-110 – 40/4000
- установка на отходящих линиях в яч. 2, 6, 8, 10 – 13, 14, 16, 17 разъединители типа РПД- 110 – 1600;
- установка на отходящих линиях в яч. 23 - 25, 28, 40, 41 разъединители типа РПД- 110 – 1000;
- установка в яч. 3, 5, 24, 34 ОПН- П1- 110/88-ЗЭУ;
- установка в яч. 21, 34 ОПН- П1- 110/83-ЗЭУ;

- установка трансформаторы тока типа ТФЗГ-110
- установка в яч. 3, 5, 24, 34 трансформаторы напряжения типа НКФ-110.

Все электрооборудование, принятое к установке реконструкции главной электрической схемы 110 кВ ТЭЦ отечественных производителей.

Выполнен анализ РЗА на отходящих линиях 110 кВ Тольяттинской ТЭЦ. Взамен установленных электромеханических реле к установке приняты терминалы релейной защиты и автоматики типа ЭКРА 217 производства ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары.

В работе также рассмотрены вопросы экологичности и безопасности проекта, рассчитаны капитальные затраты на модернизацию главной электрической схемы 110 кВ ТЭЦ.

## Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. - М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2009.
2. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.
3. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229).
4. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
5. ГОСТ 12.1.030-2001. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
6. Алексеев, В.С. Реле защиты : учебник / В.С. Алексеев, Г.П. Варганов, Б.И. Панфилов. - М.: Энергия, 2012.
7. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2015.
8. Дони, Н.А. Руководство по эксплуатации терминалов защиты БЭ2704 / Н.А. Дони. – Чебоксары : Научно-производственное предприятие «Экра», 2017.
9. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко.- М.: Изд. дом МЭИ, 2015.
10. Инструкция по эксплуатации элегазовых выключателей ВГТЗ-110 П\*-40/2500У1. - Самарский филиал ПАО «Т Плюс», 2013.
11. Инструкция по эксплуатации защит линий 110 кВ Ставропольская-1 (2). - Самарский филиал ПАО «Т Плюс», 2013.

12. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Э.А. Киреева. – М.: КНОРУС, 2017.
13. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2012.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Энергоатомиздат, 2014.
15. Сибикин, Ю.Д. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий : учебник / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: ИРПО; ПрофОбрИздат, 2012.
16. Электрическая часть станций и подстанций/ под ред. Васильева А.А. - М.: Энергия, 2013.
17. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д.Рожкова, Л.К.Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: Изд. центр «Академия», 2014.
18. Высоковольтные выключатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pokroff.com/v> (30.03.17).
19. Каталог электрооборудования «СлавЭнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.czt.ru> (03.05.2017).
20. Каталог продукции измерительных трансформаторов тока и напряжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kers.su/files/transformators.pdf> (14.04.2017).
21. Каталог ЭЛЕКТРОПРОМ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electro-prom.com> (08.05.17).
22. Ограничители перенапряжения нелинейные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/razryadniki-i-opn/opn> (30.03.17).
23. Официальный сайт ПАО «Т Плюс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tplusgroup.ru> (03.05.17.).

24. Официальный сайт «Уралэлектротяжмаш» [Электронный ресурс].  
– Режим доступа: <http://www.uetm.ru> (03.05.17)

25. Терминалы релейной защиты и автоматики ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/produkcija> (03.05.17).