

Министерство науки и образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2020 г.

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ
с малой генерацией

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.177.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ А.Н. Садовников
« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-572

_____ Д.Н. Дуля
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ А.Н. Садовников
« ___ » _____ 2020 г.

Министерство науки и образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Факультет заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02.«Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
«___» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Дуля Данилы Николаевича

Группа ПЗ-572

1 Тема работы

Разработка релейной защиты и автоматики подстанции

110/10 кВ с малой генерацией

утверждена приказом по университету от «___» _____ 2020 г. № _____

2 Срок сдачи студентом законченной работы «___» _____ 2020 г.

3 Исходные данные к работе:

1. Схема подключения проектируемой подстанции;

2. Мощность КЗ на шинах существующей подстанции 1100

МВА; в максимальном режиме, 800 МВА в минимальном режиме.

3. Параметры воздушной линии W1: номинальное напряжение 110 кВ,
длина 30 км;

4. Параметры нагрузки, питаемой от шин низкого напряжения 10 кВ,
проектируемой подстанции:

а) генератор ТК-4-2РУЗ, количеством 8 шт.,

б) РУ-10 кВ, количеством 6 шт. Лстр.=1,3 км.,

5. Параметры нагрузки, питаемой от шин низкого напряжения 10 кВ,

РУ-10 кВ:

а) асинхронный двигатель АД4 630 кВт, количеством 4 шт.,

б) трансформатор 1000/10/0,4 количеством 8 шт.

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1 Выбор силовых трансформаторов

2 Выбор схем РУ

3 Выбор режимов заземления нейтрали

4 Выбор оперативного тока и ТСН

5 Расчет и выбор марки ВЛ

6 Расчет токов короткого замыкания

7 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры

8 Выбор видов защит объектов проектируемой ПС

9 Выбор типоразмера защит для объектов проектируемой ПС

10 Расчет уставок защит

11 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 Главная схема электрических соединений проектируемой подстанции и РУ-1	– 1 лист
2 Схема с расстановкой защит	– 1 лист
3 Схема подключения основной и резервной защит ВЛ-110 кВ в существующей ПС	– 1 лист
4 Схема подключения комплектов А1, А2, А3 в составе ШЭ2706 151	– 1 лист
5 Ячейка выключателя 10 кВ ЭД с выключателем ВВЭ и устройством ЭКРА 217 0501	– 1 лист

Всего 5 листа(ов)

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-

7 Дата выдачи задания « ___ » _____ 2020 г.

Руководитель _____ А.Н. Садовников
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ ДН Дуля
(подпись)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Выбор силовых трансформаторов	17.03.2020	
2 Выбор источника ОТ	20.03.2020	
3 Расчет ТКЗ	28.03.2020	
4 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры	05.04.2020	
5 Выбор видов РЗА	12.04.2020	
6 Выбор типоразмера РЗА	14.04.2020	
7 Расчет уставок защит	20.04.2020	
8 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока	25.04.2020	
9 Заключение	03.05.2020	
12 Заключение	23.05.2020	
13 Библиографический список	24.05.2020	
14 Пояснительная записка	25.05.2020	
15 Графическая часть	22.05.2020	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

А.Н. Садовников

Студент

(подпись)

Д.Н. Дуля

АННОТАЦИЯ

Дуля Д.Н. Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ с малой генерацией. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020.– 60 с., 25 илл., 16 табл. библиогр. список – 38 наим., 4 листа чертежей ф. А2 и 1 лист чертежей ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой подстанции с малой генерацией. В соответствии с исходными данными и обоснованным выбором схем главных соединений на сторонах высшего и низшего напряжения (ВН и НН), а также вида и источника оперативного тока, выбор видов РЗА для всех объектов подстанции производился на основании действующих нормативных документов. Выбор типоразмера терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу выбранной фирмы разработчика. На основании составленной схемы замещения сети были определены токи короткого замыкания, произведен расчет параметров устройств защиты и автоматики элементов подстанции. Осуществлена проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР										
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 с малой генерацией					Лит.	Лист	Листов			
Разраб.	Дуля									В	К	Р	6	60	
Пров.	Садовников									ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»					
Н. контр.	Садовников														
Утв.	Кирпичникова														

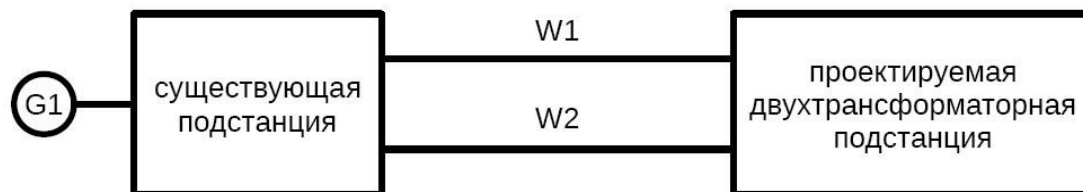
ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	9
1.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН ПС.....	9
1.2 Выбор схемы распределительного устройства НН ПС.....	9
1.3 Выбор схемы распределительного устройства.....	9
1.4 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции.....	10
1.5 Расчет ВЛ от существующей подстанции	11
2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ.....	12
3 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ УСТРОЙСТВЕ.....	13
3.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-110/10 кВ.....	13
3.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-110/10 кВ.....	13
3.3 Выбор вида и источника оперативного тока в РУ-10 кВ.....	14
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	15
4.1 Расчет ТКЗ вручную.....	15
4.2 Расчет ТКЗ в программе ТоКо.....	17
5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН.....	19
5.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС.....	19
5.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС.....	20
6 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС.....	22
6.1 Асинхронный электродвигатель 10 кВ.....	22
6.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ.....	22
6.3 Кабельная линия 10 кВ КРУ – РУ-10 кВ.....	23
6.4 Реализация АЧР и ЧАПВ в ячейке ТН 10 кВ.....	23
6.5 Генератор.....	23
6.6 Секционный выключатель.....	24
6.7 Трансформатор 110/10/10 кВ.....	24
6.8 Воздушная линия 110 кВ.....	25
7 РАСЧЕТ УСТАВОК.....	26
7.1 Расчет уставок АД-10 кВ.....	26
7.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ.....	32
7.3 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ – РУ-10 кВ.....	36
7.4 Расчет уставок генератор10 кВ.....	37
7.5 Расчет уставок секционного выключателя.....	39
7.6 Расчет уставок силового трансформатора 110/10 кВ.....	43
7.7 Расчет уставок ВЛ-110 кВ.....	53
8 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТА ТОКА НА СТОРОНЕ НН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	57
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	58

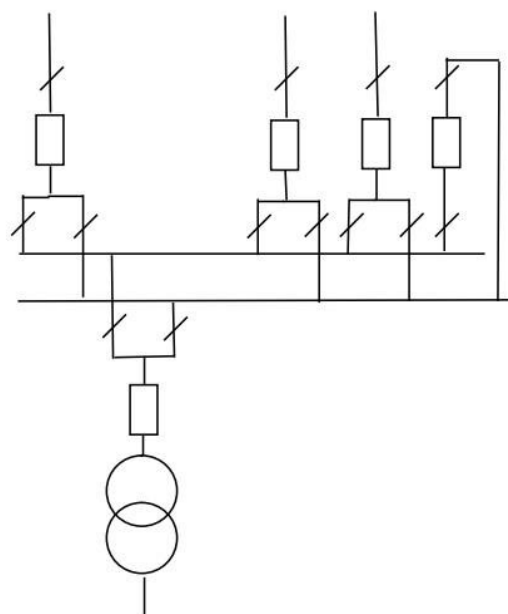
					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1 Схема подключения проектируемой подстанции 110/10 кВ



2 Существующая подстанция 1 выполнена по схеме 13



При 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

3 Мощность КЗ на шинах существующей подстанции: в максимальном режиме 1100 МВ·А, в минимальном режиме 800 МВ·А;

4 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;

5 Расстояние от проектируемой подстанции до точки присоединения к существующей подстанции: 30 км;

6 Напряжение внутреннего электроснабжения 10 кВ;

7 К шинам КРУ присоединены: 6 КЛ-10 кВ длиной 1,3 км питающие РУ-10 кВ; 8 генераторов типа ТК-4-2РУЗ с активной мощностью 4000 кВт, $\cos\varphi = 0,8$, $x_d = 1,89$, $x'_d = 0,24$, $x''_d = 0,14$, $x_2 = 0,14$, $x_0 = 0,042$.

8 К шинам РУ-10 присоединены: 8 трансформаторов с установленной мощностью 1000 кВ·А, 4хАТД-4 по 630 кВт ($\cos\varphi = 0,88$; $\eta = 95,7\%$; $k_{П} = 5,3$).

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Проектируемая ПС 110/10 кВ выполняется комплектной блочной напряжением 110кВ типа КТПБ-АТ-110/6(10) от завода-производителя ООО «ПКФ «Автоматика» [1].

1.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН ПС

Схемы электрических соединений выбирают: по классу напряжения, по категории потребителя, по числу присоединений [2].

Ввиду отсутствия транзита мощности проектируемой подстанции можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – 4Н, два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах проектируемой подстанции во время ремонта одной из питающих ВЛ [3].

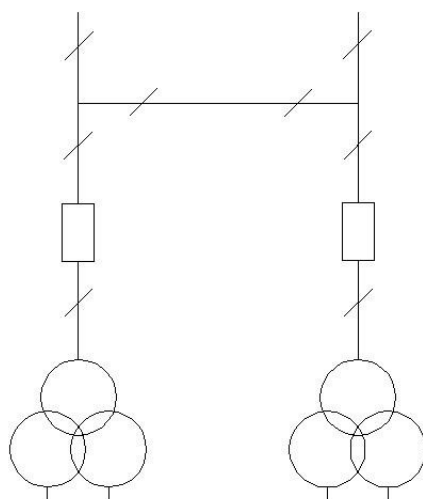


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

1.2 Выбор схемы распределительного устройства НН ПС

Согласно исходным данным к шинам комплектного распределительного устройства (далее КРУ) понижающей подстанции присоединены 6 КЛ-10 кВ питающие РУ-10 кВ и 8 генераторов малой мощности. КРУ выполняем одной секционированной выключателем системой шин подключаемая к обмотке понижающих трансформаторов.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

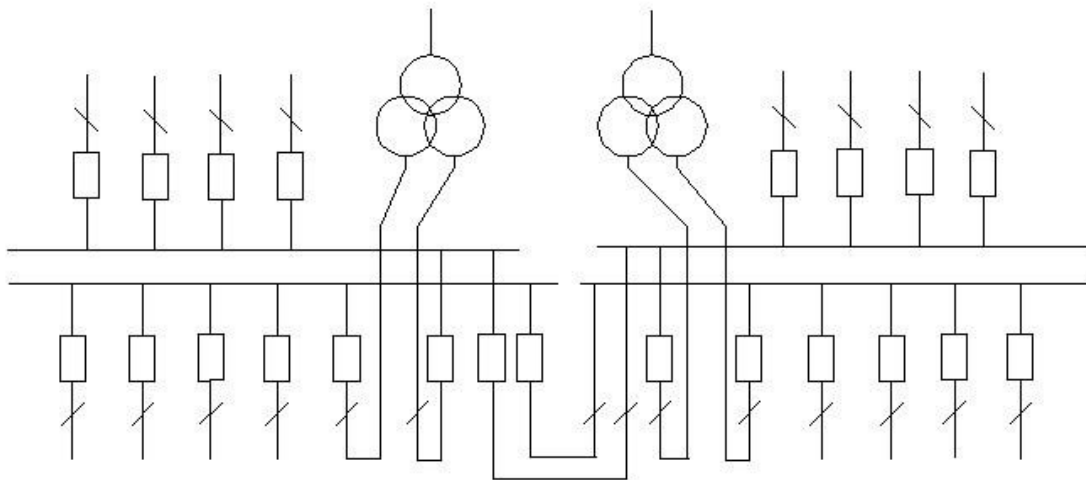


Рисунок 2 – Схема внутреннего электроснабжения 10 кВ

1.3 Выбор схемы распределительного устройства

Распределительные устройства повсеместно сооружают с одной системой шин секционированной выключателем.

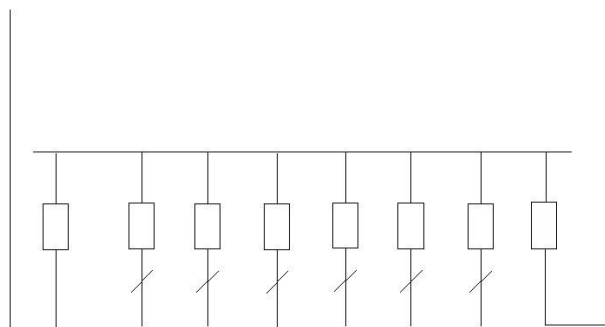


Рисунок 3 – Схема электроснабжения РУ-10 кВ

1.4 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции

На ПС устанавливается не менее двух силовых понижающих трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{т.ном} \geq \frac{\sum S_{нагр.}}{n k_{з.н.}}; \quad (1.1)$$

Найдем установленную мощность нагрузки проектируемой подстанции.

Согласно исходным данным к шинам КРУ-10 кВ присоединены 8 генераторов малой мощности 4000 кВт.

Определим полную мощность ТК-4-2РУЗ:

Номинальный ток статора

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 275 \text{ А.} \quad (1.2)$$

$$S_{G.ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 275 = 0,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.3)$$

К шинам РУ-10 кВ присоединены 8 трансформаторов с установленной мощностью 1000 кВт·А и 4хАТД-4 по 630 кВт.

Определим полную мощность АДТ:

$$S_{АД.ном} = \frac{P_{АД.ном}}{\eta \cdot \cos\varphi} = \frac{630}{0,957 \cdot 0,88} = 0,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.4)$$

Определим мощность трансформатора:

$$S_{т.ном10} \geq \frac{8 \cdot (0,5 \cdot 10^6) + 6 \cdot (4 \cdot (0,75 \cdot 10^6) + 6 \cdot (0,1 \cdot 10^6))}{2 \cdot 0,7} = \frac{25,6 \cdot 10^6}{1,4} = 18,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принимаем трансформатор типа ТРДН-25000/110/10/10 У1 [4], технические характеристики которого представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трансформатора

$S_{т.ном10}$, МВ·А.	$U_{ВН}$, кВ.	$U_{НН}$, кВ.	$\Delta P_{кз}$, кВт.	$\Delta P_{хх}$, кВт.	$U_{кз}$, %.	$I_{хх}$, %.
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

1.5 Расчет ВЛ от существующей подстанции

Расчетный ток одной цепи линии от существующей ПС

$$I_{р.л.} = \frac{S_{нагр.}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.5)$$

$$I_{р.л.} = \frac{25,6 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 64,3 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.л.}}{j_э}; \quad (1.6)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм² [2].

$$F_э = \frac{64,3}{1,1} = 58,5 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-70/11 [5].

2 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

Работа электрических сетей напряжением 2–35 кВ может предусматриваться, как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор. Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах: более 20 А при напряжении 10 кВ.

Определим величину емкостного тока по следующей формуле [6.раздел 18.2]:

$$I_{O33} = \omega \cdot 3 \cdot C_{\phi,уд.i} \cdot \sum_i^n l_{уд.i} \cdot U_{\phi}; \quad (2.1)$$

где $U_{\phi} = 10000 \text{ В}$ – фазное напряжение электрической сети;

ω – угловая частота переменного напряжения сети;

$l_{уд.i}$ – длина i -ой линии;

$C_{\phi,уд.i}$ – удельная суммарная емкость земли (например, одножильного кабеля кабельной линии 6-10-35 кВ).

Согласно таблице 5.4 после проверки на термическую стойкость

$$C_{50} = 0,331 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, l_{50} = 8 \cdot 0,25 = 2,0 \text{ км};$$

$$C_{95} = 0,294 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, l_{95} = 8 \cdot 0,35 = 2,8 \text{ км};$$

$$C_{120} = 0,338 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}, l_{120} = 6 \cdot 1,3 = 7,8 \text{ км}.$$

Таким образом

$$C_{\phi,уд.i} \cdot \sum_i^n l_{уд.i} = 4,12 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}.$$

$$I_{O33} = 314 \cdot 3 \cdot 4,12 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3 = 38,8 \text{ А}.$$

Так как $38,8 \text{ А} \geq 20 \text{ А}$, для сети 10 кВ, требуется компенсация емкостного тока. Рассмотрим к установке дугогасящий реактор (ДГР).

Определим мощность и тип ДГР:

$$Q_k = I_{O33} \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = 38,8 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 \approx 280 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (2.2)$$

В случае отключения второго трансформатора в ОРУ-110 необходимо чтобы ДГР1 мог принять на себя нагрузку с ДГР2, соответственно

$$Q_k \approx 280 \cdot 2 = 560 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принимаем ДГР типа РДМР-610/10 [7] совместно с трансформатором типа ТМПС-1000 [8]. Дополнительно в ОПУ, в шкаф устанавливается устройство автоматического регулирования токов компенсации УАРК-105 [9].

3 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ УСТРОЙСТВЕ

3.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-110/10 кВ

В соответствии с положением ПАО «Россети» от 08.11.2019 № 378 [10] и принятой схемой ПС и по условиям питания устройств РЗ на ПС предусмотрен постоянный оперативный ток – 110 В. Цепи оперативной блокировки питаются выпрямленным током от выпрямителя встроенного в шкаф оперативного постоянного тока (далее ШОТ).

3.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-110/10 кВ

В качестве источника постоянного тока используются аккумуляторные батареи. Малогабаритные, герметичные, необслуживаемые со сроком эксплуатации 15 лет.

Рассчитаем параметры аккумуляторной батареи:

Максимальный ток заряда

$$I_{\max} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{врем.}} + I_{\text{эл.магн. 2-х выкл.ВН}}; \quad (3.1)$$

где $I_{\text{пост.}}$ – постоянный ток потребления, для ПС 110-220 кВ – 25 А;

$I_{\text{врем.}}$ – временный ток потребления, для ПС 110-220 кВ – 75 А;

$I_{\text{эл.магн. 2-х выкл.ВН}}$ – ток потребления эл. магнитного выключателя, для элегазовых выкл. 110-220 кВ – 12 А на 1 фазу, итого $12 \cdot 3 \cdot 2 = 72$ А.

$$I_{\max} = 25 + 75 + 72 = 172 \text{ А.}$$

Принимаем аккумуляторную батарею типа drifit/AGM [11].

Шкаф СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС [12] выполнен компактной конструкции с применением зарядных устройств модульного типа. При отключении вводов питающего напряжения производится переключение схемы на питание потребителей от АКБ без перерывов в электроснабжении.

Определим мощности потребителей собственных нужд

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Таблица 3.1 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	ед.	всего			$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, квар$
Охлаждение ТРДН-25000/110/10/10 У1	2,5×2	5	0,85	0,62	5	3,1
Подогрев ВГТ-110	1,8×2	3,6	1	0	3,6	-
Подогрев привода РГ-1103АО	0,6×10	6,0	1	0	6,0	-
Потребление шкафов РЗА ВН	-	14	1	0	14	-
Отопление, освещение КРУ-10	-	9	1	0	9	-
Отопление, освещение ОПУ	-	5	1	0	5	-
Подогрев ячеек КРУ	1×28	24	1	0	28	-
Потребление терминалов КРУ	-	23	1	0	23	-
Освещение ОРУ-110	-	8	1	0	8	-
Подзарядка АБ	-	46	1	0	46	-
Итого					140,6	3,1

К установке принимаем трансформатор типа ТМ-160/10/0,4 кВ [13], которые подключаются к секции шин подстанции через вакуумный выключатель.

ТСН устанавливаются на территории ОРУ-110 кВ.

3.3 Выбор вида и источника оперативного тока в РУ-10 кВ

В РУ-10 кВ рассмотрим переменный и постоянный оперативный ток – 220 В (смешанный опер.ток).

Для питания оперативных цепей переменным током используется ток или напряжения сети. В соответствии с этим источником переменного оперативного тока служат трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд (ТСН). Они дешевле и не требуют особых дополнительных помещений, развитой сети.

К установке принимаем трансформатор типа ТСКС-63/10/0,4 кВ [14], которые подключаются к секции шин РУ-10 через вакуумный выключатель.

ТСН устанавливаются стационарно, в водной ячейке.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трехфазного КЗ в характерных токах СЭС проектируемой. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ПС отключен и включен секционный выключатель в КРУ ПС, т.е. все ЭП питаются от одного трансформатора.

4.1 Расчет ТКЗ вручную

Схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.1.

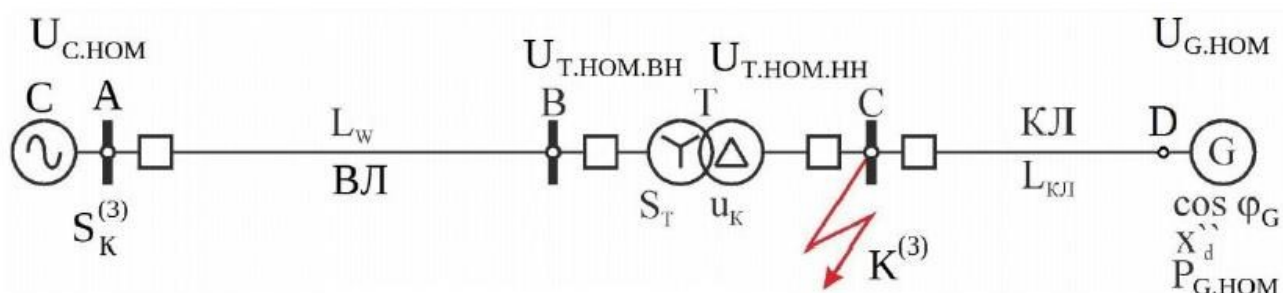


Рисунок 4.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения (рисунок 4.1) составляется схема замещения (рисунок 4.2).

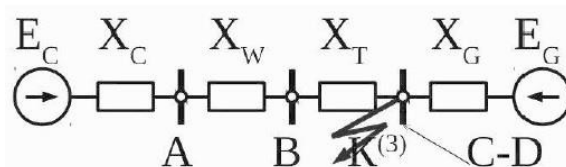


Рисунок 4.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Коэффициент трансформации

$$k_m = \frac{U_{т.ном.ВН}}{U_{т.ном.НН}} = \frac{110}{10} = 11. \quad (4.1)$$

ЭДС энергосистемы, приведенная к напряжению точки КЗ

$$E_{с.НН} = \frac{E_c}{k_m} = \frac{110}{11} = 10 \text{ кВ}. \quad (4.2)$$

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_{ср.ном}^2}{S_k} = \frac{115^2}{1100} = 12,0 \text{ Ом}. \quad (4.3)$$

Реактанс энергосистемы, приведенный к точке КЗ

$$x_{c.HH} = \frac{x_c}{k_m^2} = \frac{12,0}{11^2} = 0,1 \text{ Ом.} \quad (4.4)$$

Сопротивление воздушной линии марки АС-70/11

$$x_{вл} = x_{уд} \cdot L_{вл} = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом.} \quad (4.5)$$

Сопротивление воздушной линии, приведенное к точке КЗ

$$x_{вл.HH} = \frac{x_{вл}}{k_m^2} = \frac{12}{11^2} = 0,1 \text{ Ом.} \quad (4.6)$$

Сопротивление трансформатора ПС

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{m.BH} = 0,125 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{m.ном.BH}^2}{S_{m.ном}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 6,9 \text{ Ом.} \quad (4.7)$$

Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_{m.H1} = x_{m.H2} = 1,75 \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{m.ном.BH}^2}{S_{m.ном}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 97,2 \text{ Ом.} \quad (4.8)$$

Сопротивление трансформатора ПС, приведенное к точке КЗ

$$x_{m.HH} = \frac{x_m}{k_m^2} = \frac{6,9 + 97,2}{11^2} = 0,86 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Ток от системы в месте трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{c.HH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.HH} + x_{вл.HH} + x_{m.HH})} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot (0,1 + 0,1 + 0,86)} = 5,45 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{U_{G.ном}^2}{S_{G.ном}} = \frac{10,5^2}{5000} = 3,1 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

$$\sin \varphi_G = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_G} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6$$

ЭДС генератора

$$E_G = \sqrt{(U_{G.ном} \cdot \cos \varphi_G)^2 + (\sqrt{3} \cdot x_G \cdot I_{G.ном} + U_{G.ном} \cdot \sin \varphi_G)^2}; \quad (4.12)$$

$$E_G = \sqrt{(10,5 \cdot 0,8)^2 + (\sqrt{3} \cdot 3,1 \cdot 2,75 + 10,5 \cdot 0,6)^2} = 11,4 \text{ кВ.}$$

Ток генератора в месте трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot x_G} = \frac{11,4}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 2,14 \text{ кА.} \quad (4.13)$$

Суммарный ток в месте трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = 5,45 + 2,14 = 7,59 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

4.2 Расчет ТКЗ в программе ТоКо

Составим расчетную схему для максимального режима

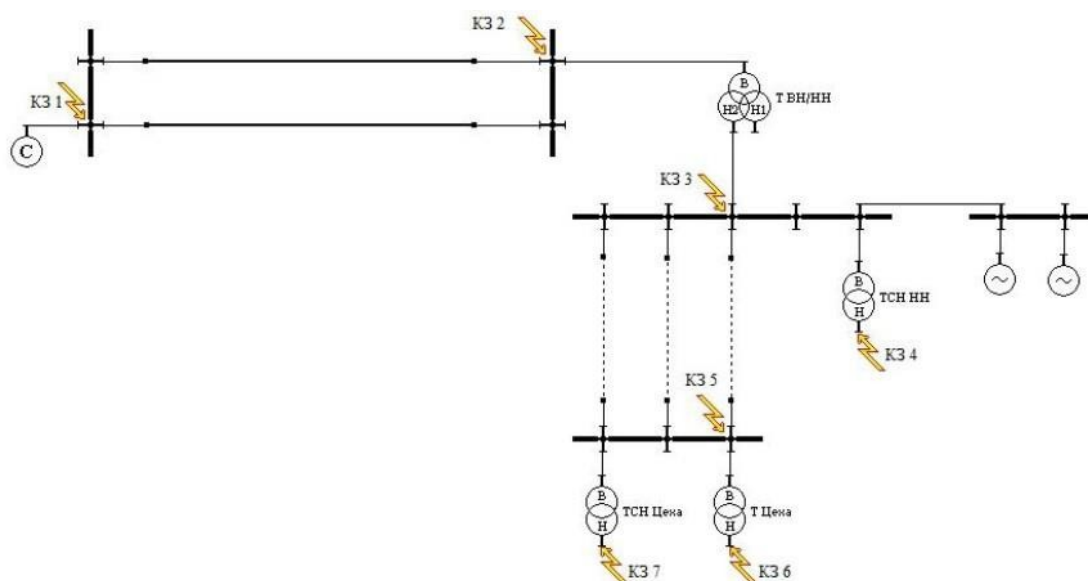


Рисунок 4.3 – Расчетная схема для максимального режима

Составим расчетную схему для минимального режима

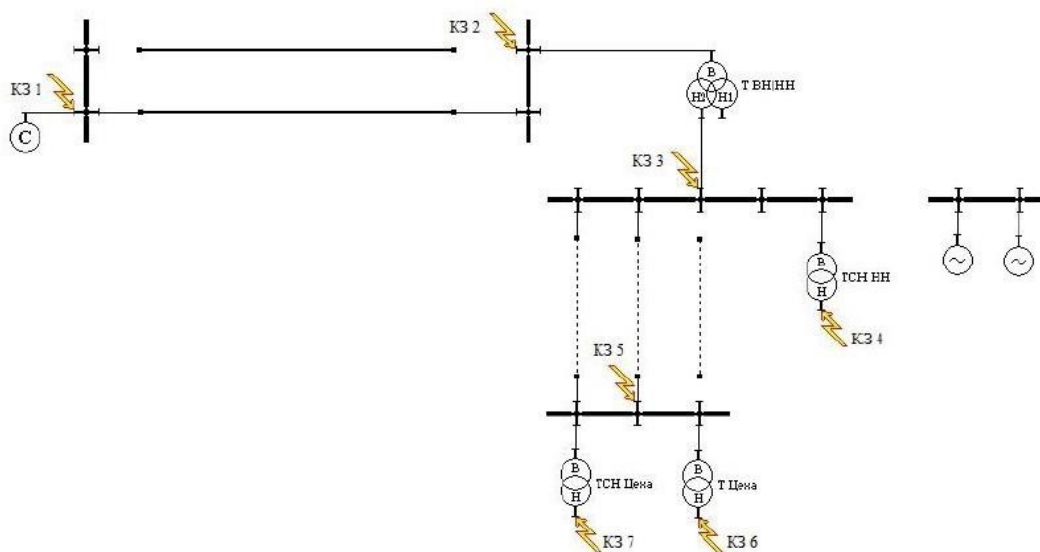


Рисунок 4.4 – Расчетная схема для минимального режима

Результаты расчета ТКЗ, представим в таблице 4.1.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Таблица 4.1 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	I _к , кА	
	max	min
K ₁	5,87	4,02
K ₂	3,39	2,23
K ₃	14,5	7,59
K ₄	18,7	13,1
K ₅	12,9	6,69
K ₆	28,1	19,4
K ₇	0,11	0,08

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН

5.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС

Выключатели выбираются по условиям [2]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.1)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (5.2)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (5.3)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (5.4)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном}; \quad (5.5)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.6)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс

$$B_k \leq I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (5.7)$$

где $t_{откл.}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{о.в.}; \quad (5.8)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [15] выбранных выключателей по выражениям (5.1) – (5.18) представим в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор и проверка выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВГТ-110-40/2000 с пружинным приводом ППрК
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 176 \text{ А};$	$I_{ном} = 2000 \text{ А};$
$I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном}$	$I_{n,0} = 5,87 \text{ кА};$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА};$
$I_{n,0} \leq I_{нр.скв}$	$I_{n,0} = 5,87 \text{ кА};$	$I_{нр.скв} = 40 \text{ кА};$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС

Выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 5.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ (двухстороннее обслуживание) типа К-104АТ устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10 [16].

Таблица 5.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1000 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 962 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000, 0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 7,59 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$
$I_{дин.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 7,59 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 20 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 632 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей, устанавливаемых в ячейках отходящих линий КРУ, представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор выключателей

Кабельные линии	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{п,0}$, кА	Тип выключателя
ПС-Г	10,5	275	7,59	ВВЭ-10-20/1000 УЗ
ПС-РУ	10,5	277	7,59	ВВЭ-10-20/1000 УЗ
РУ-ТП	10,5	55	7,59	ВВЭ-10-20/630 УЗ
РУ-АД	10,5	41	7,59	ВВЭ-10-20/1000 УЗ

В таблице 5.4 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 5.4 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ПС – Г	50	АПвП-10 3x50/16 [17]
ПС – РУ	120	АПвПг-10 3x(1x120/16) [18]
РУ – ТП	95	АПвП-10 3x95/16 [19]
РУ – АД	50	АПвП-10 3x50/16

6 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, РУ, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС

Коды различных РЗ по стандартам ANSI [20].

6.1 Асинхронный электродвигатель 10 кВ

Релейная защита асинхронного электродвигателя выше 1 кВ предусматривает следующие виды защит [2, 5.3.43-5.3.54]:

- мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51) [2, 5.3.46 раздел 1];
- защита от токов перегрузки (функция ANSI51) [2, 5.3.49];
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51Ns) [2, 5.3.48];
- защита минимального напряжения (функции ANSI27, 27D);
- защита от перегрева (функция ANSI 49).

Принимая во внимание положительные отзывы в повсеместной эксплуатации (ЦЭС), к установке принимаем завод-изготовитель НПП «Экра».

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации электродвигателя до 5 МВт – ЭКРА 217 0501 [20].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1.

6.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ

Релейная защита трансформатора ТНЭЗ-1000/10/0,4 предусматривает следующие виды защит от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- токовая отсечка от различных видов короткого замыкания (функция ANSI51);
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий (функция ANSI51);
- защита от перегруза (функция ANSI51);
- защита от перегрева (функция ANSI49T).

Релейная защита кабельной линии питающей трансформатор предусматривает следующие виды защит [2, 3.2.51-3.2.71]:

- от многофазных КЗ МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку [2, 3.2.54] (функция ANSI51 – две ступени);
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 64).

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной и воздушной линии, линии к ТСН – ЭКРА 217 0301 [21].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1 и КСО-203.

6.3 Кабельная линия 10 кВ КРУ – РУ-10 кВ

Релейная защита кабельной линии предусматривает следующие виды защит:

- от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 67).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал дистанционной защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной или воздушной линии. ЭКРА 217 0303 [22].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КРУ.

6.4 Реализация АЧР и ЧАПВ в ячейке ТН 10 кВ

Для удешевления терминалов РЗА отходящих присоединений 10 кВ пусковые органы по напряжению МТЗ и ЗМН выполняются на терминалах, установленных в ячейки ТН. Это позволяет выполнить терминалы отходящих присоединений чисто токовыми.

Релейная защита трансформатора напряжения предусматривает следующие виды защит:

- защита минимального напряжения (функция ANSI27);
- защита максимального напряжения (функции ANSI59);
- контроль исправности цепей напряжения.
- выдача команды двухступенчатой АЧР и ЧАПВ (функции ANSI81 L).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит автоматики и сигнализации секции шин (трансформатора напряжения) – ЭКРА 217 1501 [23].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1 и КРУ.

6.5 Генератор

- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий (функция ANSI51);
- защита от перегрузки обмотки статора (функция ANSI51);

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит автоматики и сигнализации секции шин (трансформатора напряжения) – ЭКРА 217 0101 [24].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КРУ.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

6.6 Секционный выключатель

- от многофазных КЗ МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени (функция ANSI51);
- логическая защита шин (функция ANSI68);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF);
- дуговая защита (функция AFD).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя – ЭКРА 217 0402 [25].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1, КРУ.

6.7 Трансформатор 110/10/10 кВ

Для трансформатора ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [2]:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания (функция ANSI87T);
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий (функция ANSI51);
- защита от перегруза (функция ANSI49T);
- газовая защита (функция ANSI63).

В проекте выполнено разделение основных и резервных защит Т1 и Т2 по оперативным цепям.

Типоисполнение:

Защита и автоматика двух-, трехобмоточного трансформатора для схемы «Мостик» – ШЭ2607 151 [26].

Шкаф состоит из трех комплектов:

Комплект А1 (основные и резервные защиты трансформатора на базе МП БЭ2704 045 и электромеханических реле).

Комплекты А2 (БЭ2704 073) и А3 (БЭ2502А0501).

Защита ошиновки – ШЭ2607 051 (051051) [27].

Устанавливается в ОПУ.

Защита НН: Терминал защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации ввода на секцию с неявным резервом (для подстанций) – ЭКРА 217 0602 [28].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КРУ.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

6.8 Воздушная линия 110 кВ

Для передачи и приема сигналов защиты ВЛ 110 кВ на каждую линию устанавливается по 2 поста ПВЗУ-Е [29] в исполнении для канала ВОЛС. Волоконно-оптическая линия связи прокладывается от существующей ПС к проектируемой ПС.

Релейная защита ВЛ-110 кВ с двухсторонним питанием от существующих ПС предусматривает следующие виды защит [2]:

- дифференциально токовая защита (ДЗЛ) (функция ANSI87L);
- дистанционная защита;
- ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП);
- ТАПВ, однократное действие.
- устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF).

Типоисполнение:

Дифференциальная защита линии – ШЭ2607 094 [30]

Шкаф состоит из полукомплекта на базе МП БЭ2704 204.

Дистанционная и токовая защита линий – ШЭ2607 021 (021021) [31]

Шкаф состоит из одного комплекта с возможностью независимого обслуживания:

Комплект Е1 на базе МП БЭ2704 V021.

Управление, защита и автоматика выключателя. ШЭ2607 019 (019019) [32].

Устанавливается в ОПУ.

Схема проектируемой подстанции и распределительного устройства 1 с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики представлена на листе 2 графической части.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

7 РАСЧЕТ УСТАВОК

7.1 Расчет уставок АД-10 кВ

7.1.1 Токовая отсечка кабельной линии питающая АД

Токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия.

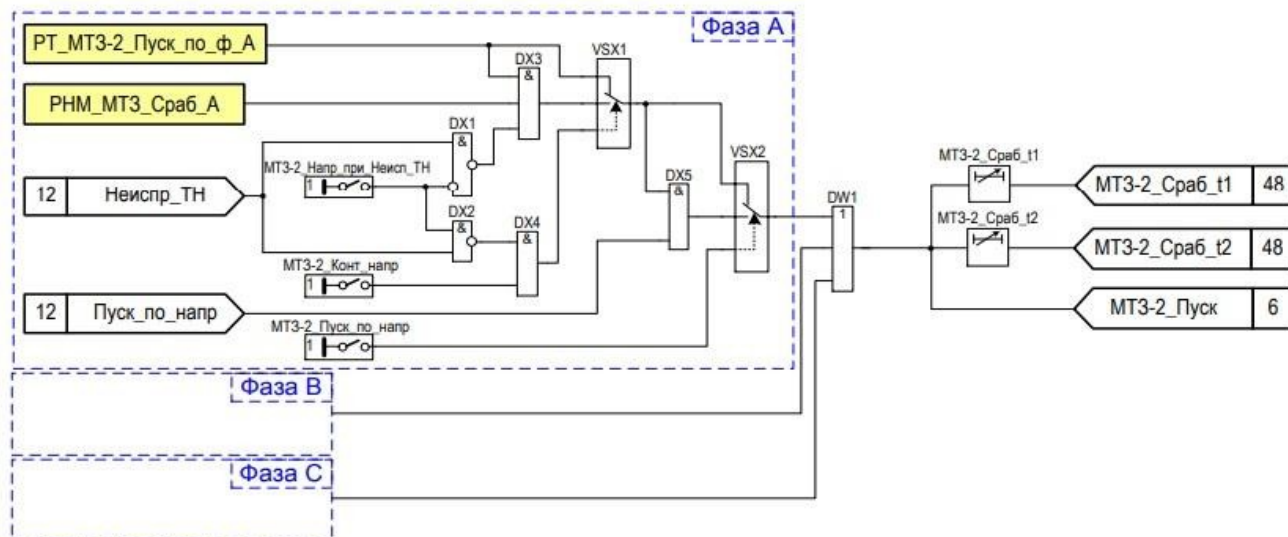


Рисунок 7.1 – фрагмент функциональной схемы МТЗ-2

Определяем значение номинального тока электродвигателя

$$I_{ном.АД} = \frac{P_{ном.дв.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв.} \cdot \eta \cos\varphi}; \quad (7.1)$$

$$I_{ном.АД} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,957 \cdot 0,88} = 41 \text{ A.}$$

Принимаем ТЛК-10-50-0,5/10Р УЗ [33].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{50}{5} = 10. \quad (7.2)$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{ТОс.з.} = k_{отс} \cdot k_{П} \cdot I_{max}; \quad (7.3)$$

$$I_{ТОс.з.} = 1,2 \cdot 5,3 \cdot 41 = 282,5 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx} \cdot I_{с.з.}}{k_1}; \quad (7.4)$$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 282,5}{10} = 28,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{k_1 \cdot I_{cp}}; \quad (7.5)$$

$$k_{чТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{6579}{10 \cdot 28,3} = 20,1 \geq 2$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Таблица 7.1

Уставки защиты от КЗ	Значение
МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания	28,3 А
Время срабатывания МТЗ-2	0 с

7.1.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени.

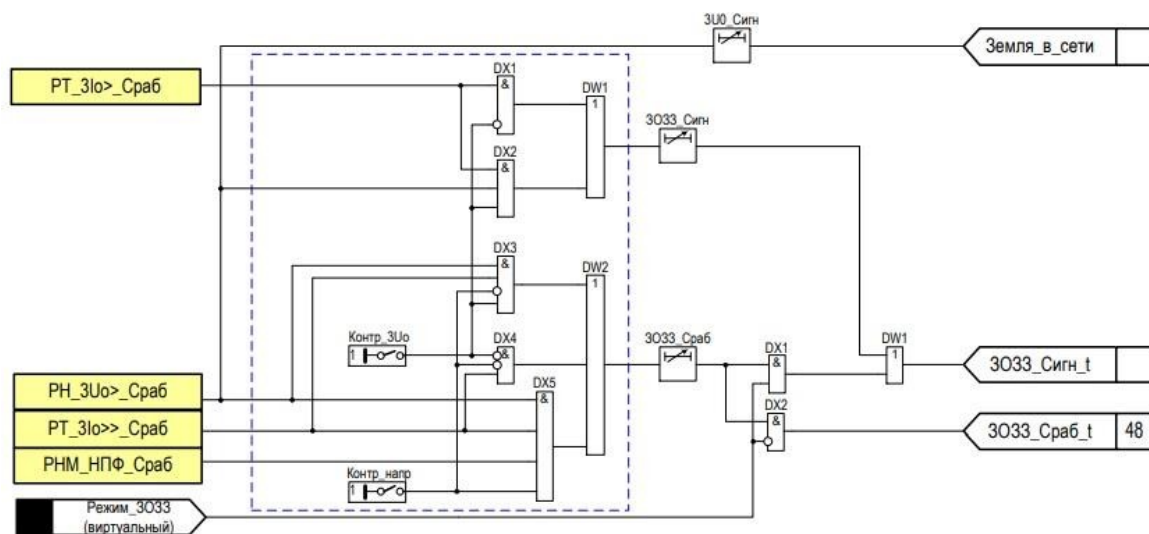


Рисунок 7.2 – функциональная схема ОЗЗ

Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ по току $3I_0$

$$3I_0 = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{бр} \cdot (I_{емк.дв} + I_{емк.кл}); \quad (7.6)$$

Полная мощность АДТ по формуле (1.4):

$$S_{АДном} = 0,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Емкостный ток двигателя (АД 10 кВ):

$$I_{емк.дв} \approx 0,03 \cdot S_{АДном}; \quad (7.7)$$

$$I_{емк.дв} \approx 0,03 \cdot 0,75 = 0,023 \text{ А}.$$

Емкостной ток кабельной линии

$$I_{емк.кл} = \frac{U_{ном} \cdot I_{кл}}{10} \quad (7.8)$$

Таблица 7.2 – Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях

Площадь сечения жил кабеля, мм^2	Удельный емкостной ток I_c , А/км , при напряжении сети
	10 кВ
50	0,80

Тогда емкостной ток кабельной линии

$$I_{емк.кл} = 0,80 \cdot \frac{250}{1000} = 0,2 \text{ А}.$$

Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ по току $3I_0$

$$3I_0 = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,023 + 0,2) = 0,56 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{\chi}^{(1)} = \frac{I_{ОЗЗ}^{(1)}}{3I_0} = \frac{1,4}{0,56} = 2,5 \geq 1,5 \quad (7.9)$$

Ток срабатывания реле:

$$3I_{0.встор} \geq \frac{3I_0}{k_1} = \frac{0,56}{10} = 0,056 \approx 0,06 \text{ А}. \quad (7.10)$$

Таблица 7.3

Уставки защиты от ЗОЗЗ	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ	0,06 А
При <2Мвт, отключение	5 А
Время срабатывания ЗОЗЗ	0,1 с

7.1.3 Защита от понижения напряжения

Защита минимального напряжения для асинхронного двигателя выполняется двухступенчатой.

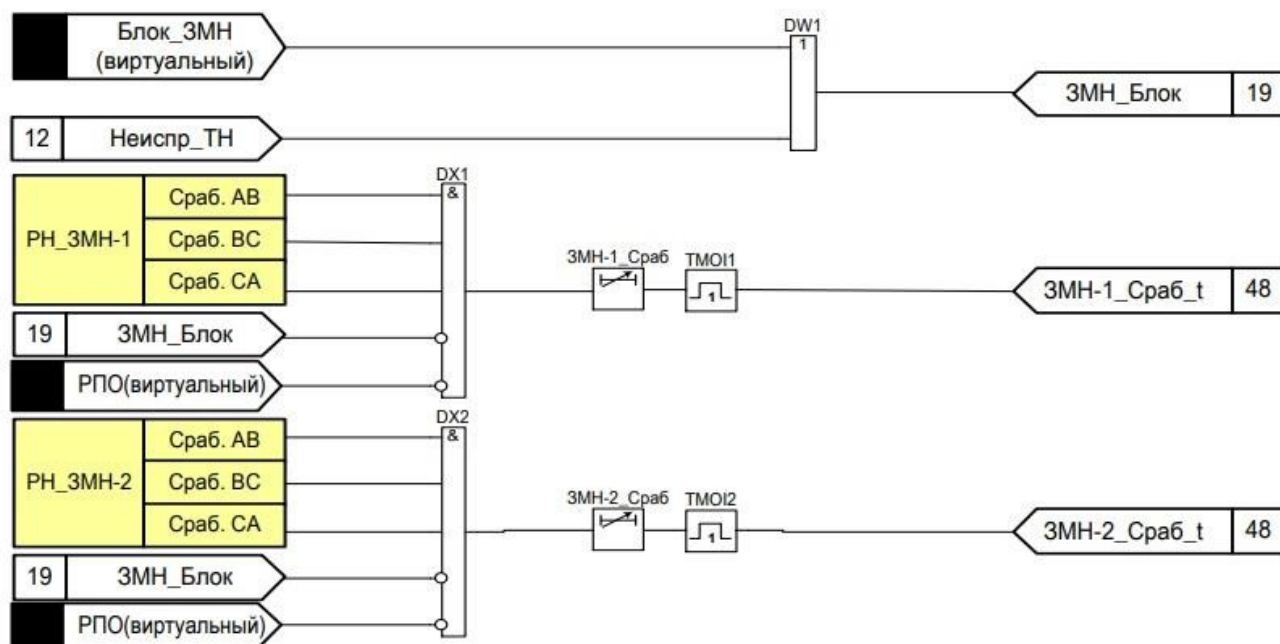


Рисунок 7.3 – фрагмент функциональной схемы ЗМН

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжения до $U_{мин} = 0,7 \cdot U_{ном}$:

$$U_{c.3}^{1cm} = \frac{U_{мин}}{k_{отс} \cdot k_{в}}; \quad (7.11)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле.

$$U_{c.3}^{1cm} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 5,79 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий $t_{c.3}^{cm} = 0,5 - 1,5 \text{ с}$. Учитывая то, что выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают $t_{c.3}^{1cm} = 0,5 \text{ с}$.

Вторая ступень защиты предназначена для отключения электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{мин} = 0,5 \cdot U_{ном}$:

$$U_{c.з}^{2cm} = \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 4,13 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается из диапазона 6-9 с, поэтому

$$t_{c.з}^{2cm} = 9 \text{ с.}$$

Таблица 7.4

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа ЗМН	Предусмотрена
Напряжение срабатывания ЗМН-1	5,79 кВ
Время срабатывания ЗМН-1	0,5 с
Напряжение срабатывания ЗМН-2	4,13 кВ
Время срабатывания ЗМН-2	9 с

7.1.4 Защита от перегрузок

Защита от симметричных токов перегрузки будет выполняться двухступенчатой:

Первая ступень имеет независимую от тока характеристику и предназначена для быстрого отключения двигателя в случае блокировки ротора, а также выполняет функцию резервирования при отказе ТО.

Первая ступень с выдержкой времени на отключение электродвигателя

$$I_{c.з1} = \frac{1,2 \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном.дв}}{k_в} \quad (7.12)$$

$$I_{c.з1} = \frac{1,2 \cdot 5,3}{0,95} \cdot 41 = 274 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания для первой ступени

$$I_{cp} = \frac{I_{c.з}}{k_1}; \quad (7.13)$$

$$I_{cp} = \frac{274}{10} = 27,4 \text{ А.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты $t_{c.з1}$ принимают равным 0,1 с, что позволяет отстроить уставку срабатывания первой ступени от броска пускового тока электродвигателя.

Основной является вторая ступень, защищающая от любых перегрузок. Она должна соответствовать перегрузочной характеристике двигателя, имеет инверсный характер и действует на отключение электродвигателя.

Определяем ток срабатывания второй ступени защиты от перегрузки

$$I_{c.з2} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 41 = 47 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания для второй ступени

$$I_{cp} = \frac{47}{10} = 4,7 \text{ А.}$$

В связи с тем, что не известно значение тепловой постоянной времени охлаждения статора в расчетах будем использовать минимально допустимую постоянную времени охлаждения статора.

Исходя из требований ГОСТ Р 52776-2007 пункт 9.3.3 [34]:

Трехфазный электродвигатель переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждением обмоток статора должны выдерживать ток, равный 1,5 от номинального тока в течении 2 минут.

Можно определить минимально допустимую постоянную времени охлаждения статора:

$$A = t_{don} \cdot (k_i^2 - 1) = 120 \cdot (1,5^2 - 1) = 150 \text{ с.} \quad (7.14)$$

Определяем время срабатывания второй ступени

$$t_{c.з} = \frac{A}{(k_i^2 - 1)} = \frac{150}{(1,08 \cdot 267 - 1)} = 0,5 \text{ с.} \quad (7.15)$$

Таблица 7.5

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3 1ст.	27,4 А
Время срабатывания МТЗ-3 1ст.	0,1 с
Ток срабатывания МТЗ-3 2ст.	4,7 А
Время срабатывания МТЗ-3 2ст.	0,5 с

7.1.5 Защита от перегрева

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Контроль температуры обмоток электродвигателя осуществим с помощью функции ANSI 49Т. Данная защита позволяет обнаружить перегрев электродвигателя путем измерения температуры внутри электродвигателя, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

– уставки аварийной сигнализации ($T_{s1} = 75^\circ\text{C}$);

– уставка отключения ($T_{s2} = 95^\circ\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

7.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ

7.2.1 Токовая отсечка кабельной линии питающей КТП

Ток срабатывания токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

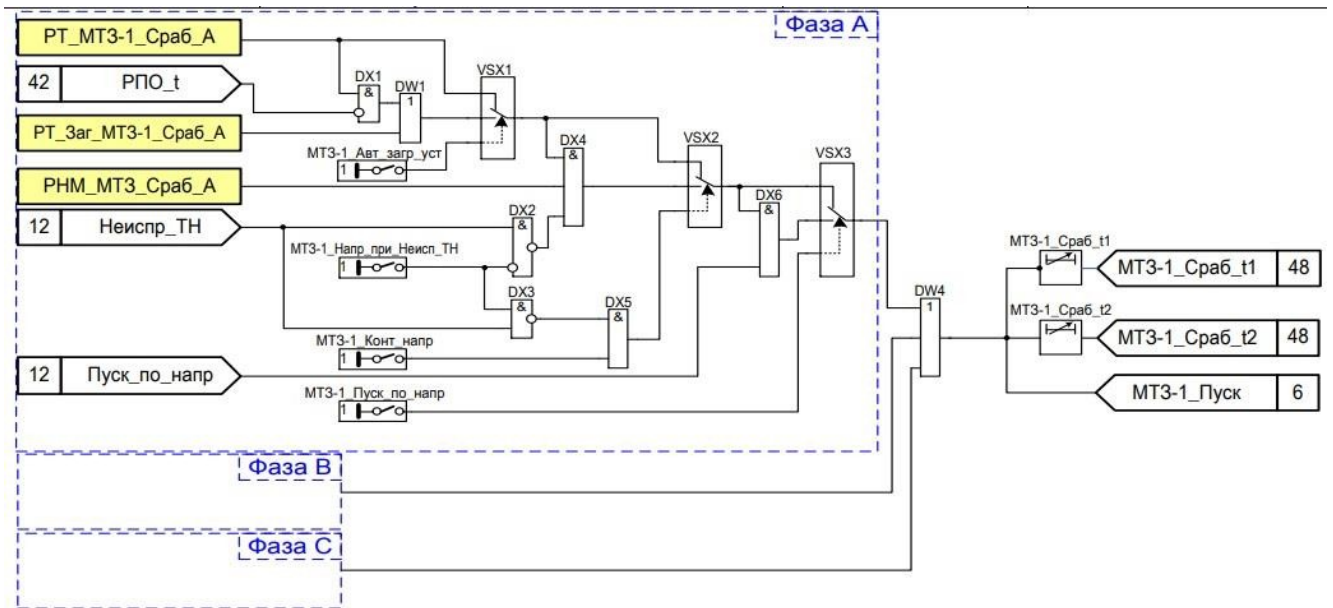


Рисунок 7.4 – фрагмент функциональной схемы МТ3-1

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{ТОс.з.} = k_{отс} \cdot I_{кз.макс}^{(3)}; \quad (7.16)$$

$$I_{ТОс.з.} = 1,3 \cdot 2811 = 3654 \text{ A.}$$

– отстройки от БТН трансформаторов

$$I_{ТОс.з.} = k_{БТН} \cdot I_{ном.ТР}; \quad (7.17)$$

Определяем значение номинального тока ВН трансформатора

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.ТР.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55 \text{ A.} \quad (7.18)$$

Принимаем ТЛК-10-75-0,5/10Р УЗ [33].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{75}{5} = 15. \quad (7.19)$$

Тогда по формуле (7.17):

$$I_{ТОс.з.} = 7 \cdot 55 = 385 \text{ А}$$

В качестве тока срабатывания ТО выбираем наибольшее из полученных значений $I_{ТОс.з.} = 3654 \text{ А}$.

ТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах КРУ-10 кВ, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{ТОс.з.}}; \quad (7.20)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{6687}{3654} = 1,58 \leq 2$$

Что говорит о недостаточной чувствительности ТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности ее использования.

7.2.2 Максимальная токовая защита

МТЗ с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение.

Ток срабатывания МТЗ выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

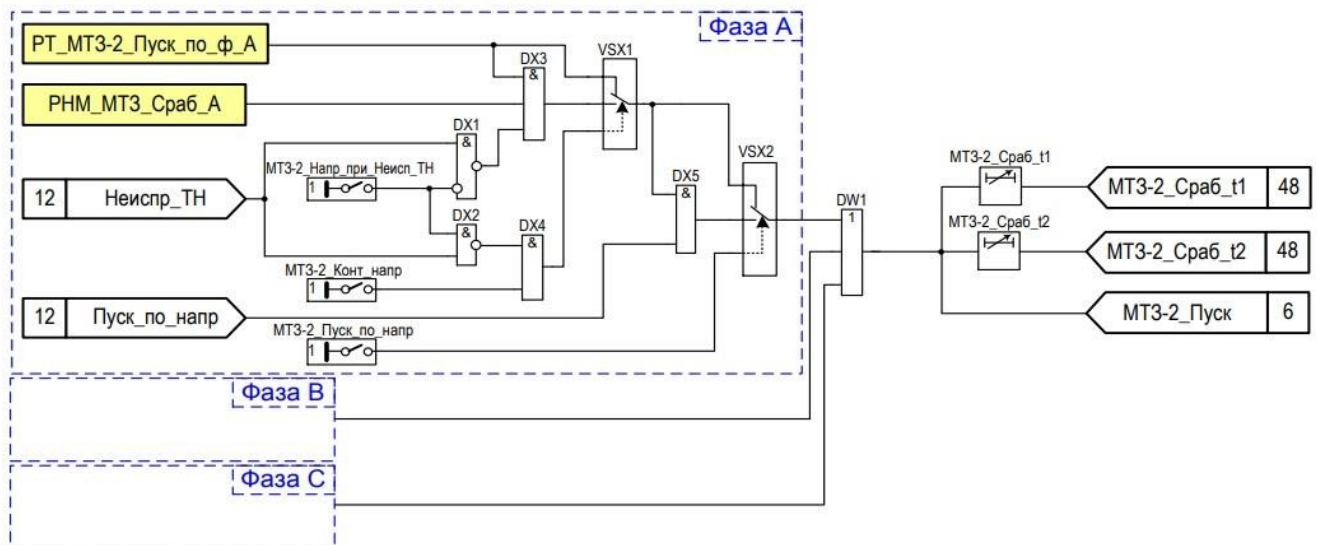


Рисунок 7.5 – фрагмент функциональной схемы МТЗ-2

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{MTЗс.з.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.мах}}{k_6}; \quad (7.21)$$

$$I_{MTЗс.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,455}{0,95} = 97,3 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{MTЗс.з.}}{k_1}; \quad (7.22)$$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 97,3}{15} = 6,5 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность МТЗ

Коэффициент чувствительности нужно проверять при наименее благоприятных условий. Для трансформатора со схемой соединения обмоток $\Delta/Y-11$, наименее благоприятным условием является однофазное КЗ на землю на стороне 0,4 кВ.

Ток в реле при однофазном КЗ за трансформатором

$$I_{р-мин} = \frac{I_{кз.мах}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_1}; \quad (7.23)$$

Однофазный ток КЗ на стороне 0,4 кВ практически равен трехфазному току КЗ, $I_{кз.мин}^{(1)} \approx I_{кз.мин}^{(3)}$, это связано с тем, что у этих трансформаторов полные сопротивления прямой и нулевой последовательности практически равны.

$$I_{р-мин} = \frac{6687}{\sqrt{3} \cdot 15} \approx 258 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности при однофазном КЗ за трансформатором

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{р-мин}}{I_{MTЗс.з.}} = \frac{258}{97,3} = 2,65 \geq 1,5 \quad (7.24)$$

Условие выполняется.

Таблица 7.6

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-1	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	6,5 А
Время срабатывания МТЗ-1	0,6 с

7.2.3 Защита от симметричных перегрузок

Защита выполняется с действием на сигнал.

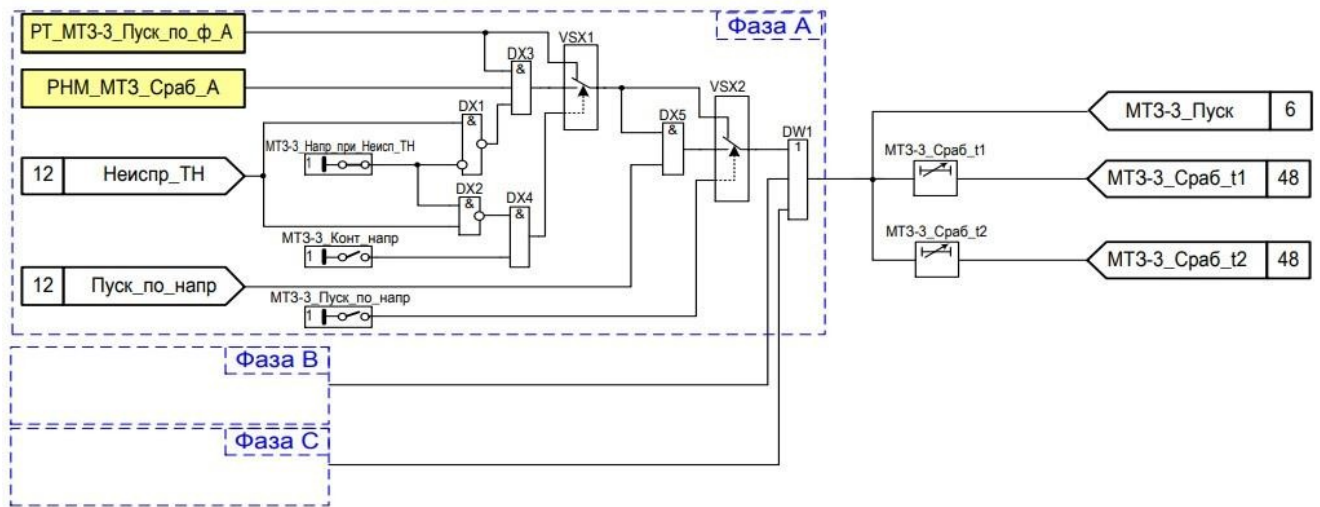


Рисунок 7.6 – фрагмент функциональной схемы МТ3-3

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс} \cdot I_{раб.макс}}{k_{\theta}}; \quad (7.25)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 55}{0,935} = 64,7 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_1}; \quad (7.26)$$

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 64,7}{15} = 4,3 \text{ А.}$$

Таблица 7.7

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТ3-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТ3-2	4,3 А
Время срабатывания МТ3-2	9 с

7.3 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ – РУ-10 кВ

7.3.1 Токовая отсечка кабельной линии

Ток срабатывания ТО по формуле (7.16):

$$I_{ТО_{с.з.}} = 1,3 \cdot 12,95 = 16,8 \text{ кА.}$$

Кабельная линия к РУ-10 кВ

$$I_{ном.} = 4,45 \text{ кА.}$$

Принимаем ТЛК-10-1000-0,5/10Р У3 [33].

ТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РУ-10 кВ, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности защиты

$$k_{ч.ТО} = \frac{5,79}{3,4} = 1,7.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{3401 \cdot 5}{1000} = 17 \text{ А.} \quad (7.27)$$

7.3.2 Максимальная токовая защита кабельной линии

Согласно [35, 2.5.1] максимальный рабочий ток нагрузки $I_{раб.маx}$ кабельной линии питающей РУ-1 следует принять равным длительно допустимому току $I_{дл.дон}$ одного кабеля. АПвП-10 3х(1х120/16) длительно допустимый ток (при прокладке в земле треугольником) равен 288 А

Пиковый ток равен:

$$I_{пик} = k_{сзн} \cdot I_{раб.маx} = 1,4 \cdot 288 = 403 \text{ А.}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 403 = 509 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 509}{200} = 2,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чМТЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{МТЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1941}{509} = 3,3 \geq 1,2 \quad (7.28)$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

Таблица 7.7

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	2,5 А
Время срабатывания МТЗ-2	1,8 с

7.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Для защиты КЛ питающей РУ-1 от ОЗЗ будет применяться направленная токовая защита нулевой последовательности (код ANSI 67).

Защита выполняется с действием на сигнал.

7.4 Расчет уставок генератора

Турбогенераторы серии ТК имеют линейку мощности - 1,5...6 МВт, выпускаются в двух вариантах:

- с разомкнутым циклом вентиляции, предназначены для разработки электроэнергии в составе газотурбинных электростанций при сопряжении с газовой турбиной;
- с замкнутым циклом вентиляции, предназначены для выработки электроэнергии в составе паротурбинных электростанций при сопряжении с паровой турбиной.

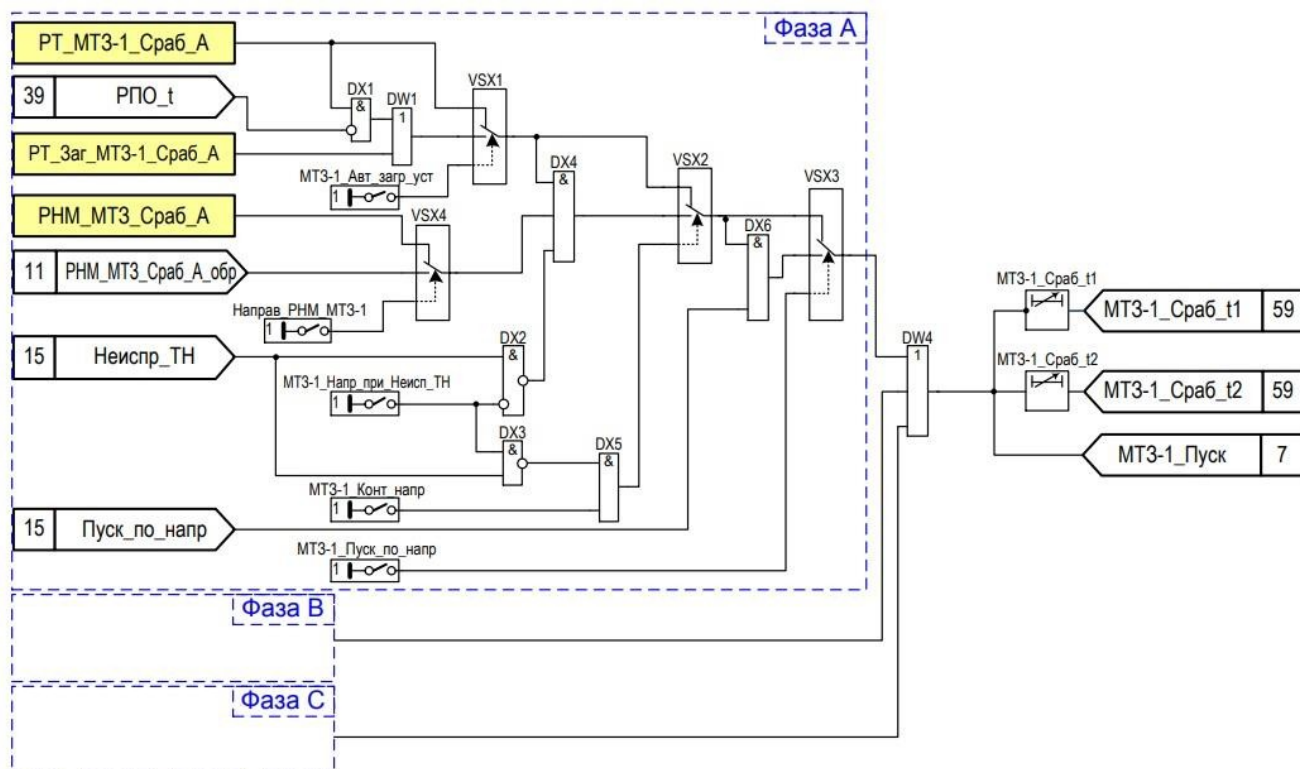


Рисунок 7.7 – фрагмент функциональной схемы МТЗ-1

Первая ступень МТЗ (мгновенная ТО) может быть настроена на срабатывание без выдержки времени при КЗ в генераторе (на КЛ к генератору) от тока КЗ системы и несрабатывание от тока КЗ генератора (т.к. он гораздо меньше составляющей тока КЗ от системы):

$$I_{MT3c.z.} = 1,2 \cdot I_{Г.н.} = 1,32 \text{ кА.}$$

Чувствительность (для схемы неполная звезда с дополнительным реле) при таком токе срабатывания составит:

$$k_{чMT3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{MT3}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7}{1,32} = 4,6 \geq 1,2$$

Вторая ступень МТЗ отстраивается от номинального тока генератора:

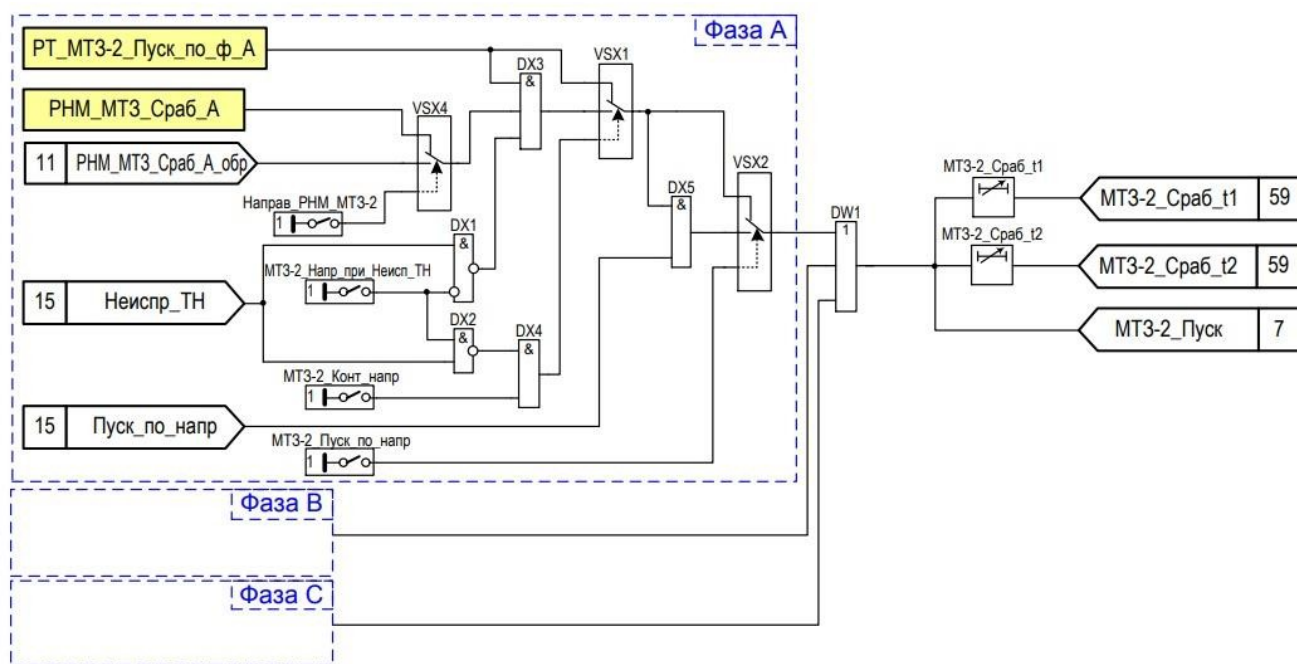


Рисунок 7.8 – фрагмент функциональной схемы МТЗ-2

$$I_{MT3.2} = \frac{k_n \cdot I_{G.ном}}{k_g} = \frac{1,1 \cdot 103}{0,95} = 119 \text{ А.}$$

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 64,7}{15} = 4,3 \text{ А.}$$

Чувствительность при внешних КЗ:

$$k_{чMT3.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{MT3.2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1,1}{0,119} = 8$$

Выдержка времени второй ступени МТЗ теоретически должна быть дольше выдержки времени присоединений шин НН ПС:

Выдержка времени ВВ зависит от направления тока (мощности).

7.5 Расчет уставок секционного выключателя

7.5.1 Максимальная токовая защита СВ 1СШ-2СШ

Ток срабатывания МТЗ СВ из условия отстройки самозапуска двигателей нагрузки при восстановлении питания действием АВР.

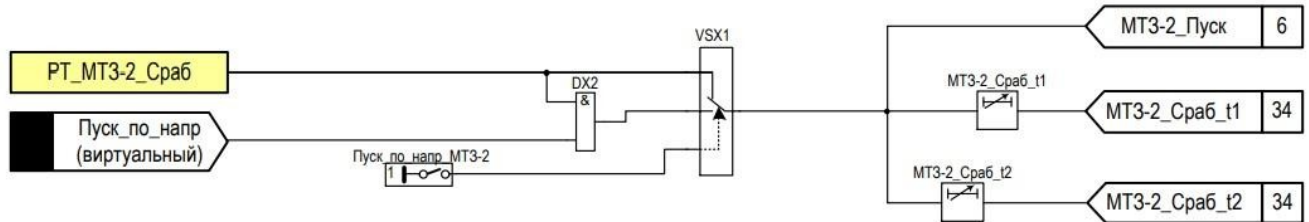


Рисунок 7.9 – фрагмент функциональной схемы МТЗ-2

$$I_{MTZ_{с.з.}} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.маx}}{k_{\epsilon}} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 704}{0,935} = 1266 \text{ А.} \quad (7.29)$$

Согласование МТЗ с защитой отходящей линии

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + \sum I_{раб.}) = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + (I_{раб.маx} - I_{раб.маx \text{ присоед.}})); \quad (7.30)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{1} \cdot (509 + (704 - 509)) = 1354 \text{ А.}$$

где $I_{сз.маx} = 509 \text{ А}$ – наибольший ток срабатывания защит из присоединений, РУ-1, как для первой, так и для второй секций шин.

Принимаем ток срабатывания МТЗ СВ = 1266 А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 1266}{200} = 6,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{чМТЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{МТЗ.с.з.}}; \quad (7.31)$$

$$k_{чМТЗ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7579}{1266} = 5,2 \geq 1,5$$

Таблица 7.8

Уставки защиты от КЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	6,3 А
Время срабатывания МТЗ-2	2,1 с

7.5.2 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Логическая защита шин СВ представляет собой токовую отсечку (ТО) с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин.

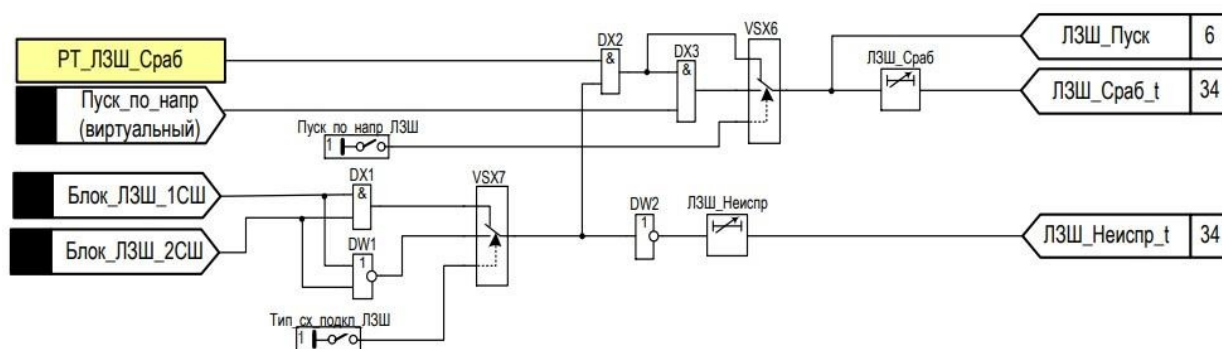


Рисунок 7.10 – фрагмент функциональной схемы ЛЗШ

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах.

$$I_{лзи} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{1,5} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7579}{1,5} \cdot 1 = 4,3 \text{ кА.} \quad (7.32)$$

Допустимый ток уставки ЛЗШ равен 5 кА.

Принятое значение больше тока срабатывания МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний не будет.

7.5.3 Автоматический ввод резерва (АВР)

В КРУ присутствуют двигатели с самозапуском, согласно ПУЭ [2. 3.3.35] минимальный элемент напряжения пускового органа АВР должен быть отстроен от режимов самозапуска электродвигателей.

В рассматриваемом терминале функция автоматики АВР предусмотрена, необходимо ее просто задействовать.

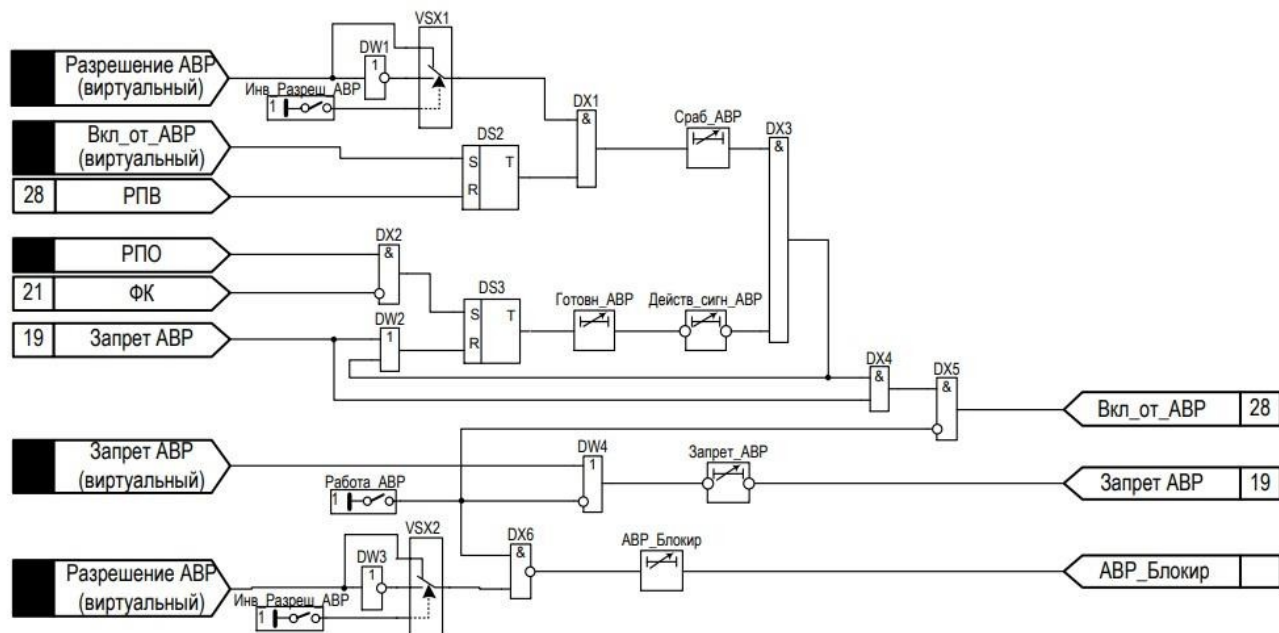


Рисунок 7.11 – фрагмент функциональной схемы АВР

Определим первичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.пер} = (0,25 \div 0,4) U_{ном} = 0,3 \cdot 10 \cdot 10^3 = 3000 \text{ В.} \quad (7.33)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.втор1} = \frac{U_{cp.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{3000}{100} = 30 \text{ В.} \quad (7.34)$$

Определяем первичное напряжение максимального реле напряжения

$$U_{cp.пер} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{ном} = 0,6 \cdot 10 \cdot 10^3 = 6000 \text{ В.} \quad (7.35)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.втор2} = \frac{U_{cp.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{6000}{100} = 60 \text{ В.} \quad (7.36)$$

Определим время срабатывания реле времени устройства АВР

$$t_{авр} = t_{сз.присоед.} + \Delta t = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ с.} \quad (7.37)$$

где $t_{сз.присоед.} = 1,8 \text{ с}$ – время срабатывания МТЗ присоединений;

Δt – степень селективности.

АВР СВ может быть выведено из работы оперативной командой, а также блокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ и оперативных переключениях в сети

7.5.4 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)

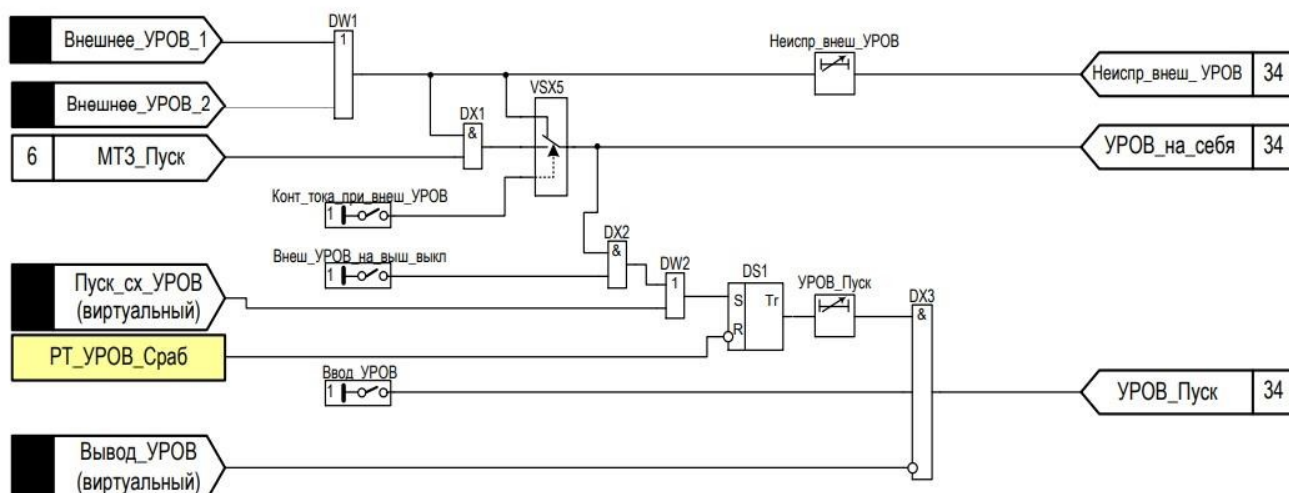


Рисунок 7.12 – фрагмент функциональной схемы УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,1 \cdot I_{ном.присоед.} = 0,1 \cdot 509 \approx 51 \text{ А.} \quad (7.38)$$

Выдержка времени для формирования сигнала УРОВ при срабатывании защит отходящей линии

$$t_{уров} = t_{выкл.} + t_{воз.рз.} + t_{зап.} + t_{ош.РВ} = 0,735 \approx 0,8 \text{ с.} \quad (7.39)$$

где $t_{выкл.} = 0,6 \text{ с}$ – время отключения выключателя;

$t_{воз.рз.}$ – время возврата реле защиты, для МП терминалов составляет 0,01 с;

$t_{зап.}$ – запас времени (как правило 0,1 с);

7.5.5 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

Выбор уставок для защиты от дуговых замыканий осуществляется, когда нужен контроль тока КЗ. Контроль наличия тока внешний с использованием внешнего устройства индикации напряжения ИН 3-10-00 УХЛЗ [36].

Токовый контроль выполняется для предотвращения неправильной работы ЗДЗ, в основном контроль тока выполняется со стороны ВН трансформатора, ячейки ввода и СВ.

Принцип отключения ЗДЗ следующий:

Отключение присоединения осуществляется только при появлении двух факторов:

- сигнал «Срабатывание» от ВОД;
- сигнал «Пуск МТЗ».

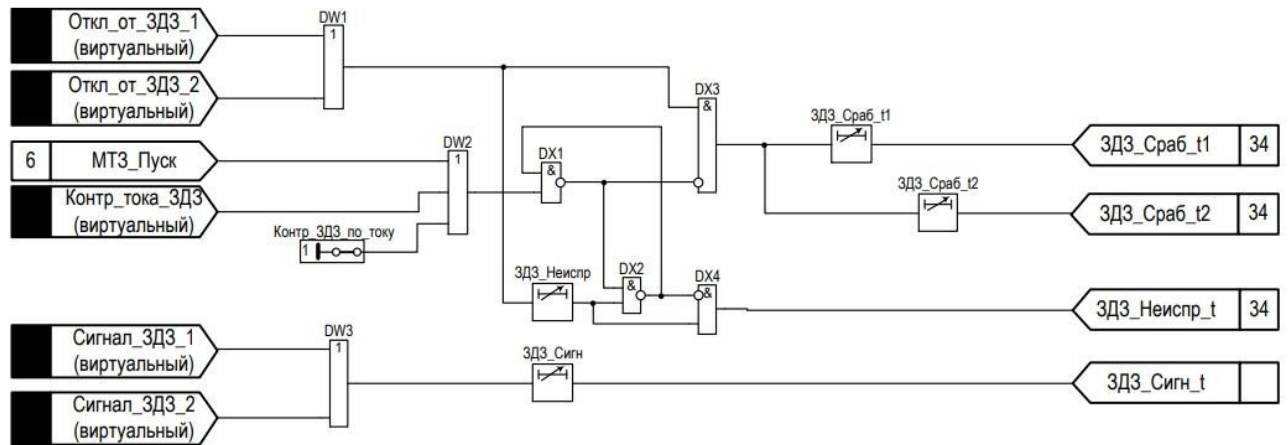


Рисунок 7.13 – фрагмент функциональной схемы ЗДЗ

Ток срабатывания фазного токового контроля определяется для первой секции шин

$$I_{мкф} = \frac{k_{отс}}{k_e} \cdot I_{раб.макс}; \quad (7.40)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается 1,15;

k_e – коэффициент возврата, для МП терминалов принимается 0,95-0,96.

$$I_{мкф} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 1266 = 1533 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{мкф}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{7579}{1533} = 4,3 \geq 1,5 \quad (7.41)$$

Ток срабатывания токового контроля по току нулевой последовательности

$$I_{тко} = k_{отс} \cdot k_{н.б.} \cdot I_{раб.макс}; \quad (7.42)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается 1,25;

$k_{н.б.}$ – коэффициент небаланса, принимается 0,05.

$$I_{тко} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 1266 = 79 \text{ А.}$$

7.6 Расчет уставок силового трансформатора 110/10/10 кВ

7.6.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной. Защита включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пя-

той гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки I_{ds} ;
- крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка I_d/I_t ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка I_d/I_{t2} ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{d\max}$;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

– на стороне ВН

$$I_{m.n}^{вн} = \frac{S_{m.n}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ A} \quad (7.43)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 125,5 = 175,7 \text{ A.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ из условия типа ТВ-110-200-0,5/10Р [37]: $I_{1н} = 200 \text{ A}$, $I_{2н} = 5 \text{ A}$

– на стороне НН (с расщепленной обмоткой)

$$I_{m.n}^{нн} = \frac{S_{m.n}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 0,5} = 687,3 \text{ A} \quad (7.44)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 687,3 = 962,2 \text{ A.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-М-1000-0,5/10Р: $I_{1н} = 1000 \text{ A}$, $I_{2н} = 5 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$k_I^{вн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{200}{5} = 40 \quad (7.45)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$k_I^{нн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{1000}{5} = 200 \quad (7.46)$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{m.n.\max} \leq I_{тт.н} \leq 2,5 \cdot I_{m.n.\max} \quad (4.7)$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 176 \leq 200 \leq 2,5 \cdot 176$$

$$17,6 \leq 200 \leq 440$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 962 \leq 1000 \leq 2,5 \cdot 962$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

$$96,2 \leq 1000 \leq 2405$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}; \quad (7.48)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,172$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$x^* = x_c + x_{вл} + k_1 + x_{m.в.}^{(1)*}; \quad (7.49)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$x_{б} = \frac{U_{б}^2}{S_{m.н}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 529 \quad (7.50)$$

Тогда сопротивление контура включения

$$x^* = 0,29 + 0,35 + 1,1 + 0,172 = 1,912$$

То же в именованных единицах

$$x = 1,912 \cdot 529 = 1011 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл.} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot x} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 1011} = 129 \text{ А.} \quad (7.51)$$

где $U_{л}$ – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжение, В;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания.

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ

$$k_{10} = \frac{I_{бр.нам.ампл.}}{\sqrt{2} \cdot I_{тт.н}^{вн}} = \frac{129}{\sqrt{2} \cdot 200} = 0,46 \leq 6,7 \quad (7.52)$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть $k_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм} \quad (7.53)$$

где R_k – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{вх.терм}$ – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_k = \frac{\rho \cdot L_k}{S_k}; \quad (7.54)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля, $Ом \cdot мм^2 / м$.

$$R_k = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом.}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом.}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для $R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}$ определяем $k_{10} = 24 \geq 20$. Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента A не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$k_{10} = \frac{I_{тт.н}^{вн}}{I_{тт.н}^{вн}} \cdot k_{10} = \frac{125,5}{200} \cdot 20 \approx 12,6 \leq 24 \quad (7.55)$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая не большую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{бр.нам.ампл.} \leq 8 \cdot I_{т.н} \quad (7.56)$$

$$129 \leq 8 \cdot 125,5$$

$$129 \leq 1004$$

Условие выполняется

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{диф.мин} = k_{отс} \cdot \left(k_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рнн}}{1 - \Delta U_{рнн}} + 0,02 \right) \quad (7.57)$$

где $\Delta U_{рнн}$ – диапазон регулирования напряжения, %;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ

$$I_{диф.мин} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Принимаем к установке $I_{диф.мин} = 0,34\%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = k_{отс} \cdot \left(k_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рнн}}{1 - \Delta U_{рнн}} + 0,02 \right) \quad (7.58)$$

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,1 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t1}} = 0,45\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} I_{бр.нам.ампл.}^3 \cdot \frac{I_d}{I_{t1}} \quad (7.59)$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,46^3 \cdot 0,45 = 5,44$$

Принимаем к установке $SLP = 5$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70\% \quad (7.60)$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$.

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.\max} \geq k_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}^* \quad (7.61)$$

$$I_{d.\max} \geq 1,1 \cdot 0,46$$

$$I_{d.\max} \geq 0,51 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.\max} = k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.\max.вн} \quad (7.62)$$

где $k_{нб}$ – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания; $k_{нб} = 0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.\max.вн}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А.

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.\max}^{вн} = \frac{I_{к3}^{(3)}}{k_{тн}};$$

где $k_{тн}$ – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.\max}^{вн} = \frac{14,5 \cdot 10^3}{11} = 1318 \text{ А.}$$

что соответствует кратности

$$k = \frac{1318}{176} = 7,5 \cdot I_{n1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.\max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,5 \cdot I_{n1} = 6,3 \cdot I_{n1} \quad (7.64)$$

Принимаем к установке $I_{d.\max} = 7 \cdot I_{n1}$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

- $\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\%$ с поперечной блокировкой;
- $\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\%$ с пофазной блокировкой.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$k_u = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{d.max}}; \quad (7.65)$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне

$$k_u = \frac{9800}{0,34 \cdot 176 \cdot 11} = 14,9 \geq 2$$

На рисунке 4.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10.

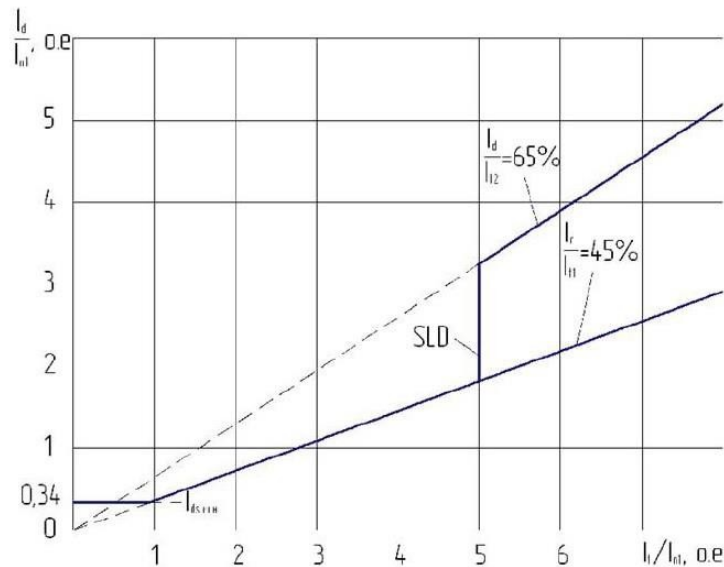


Рисунок 7.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-25000/110/10/10

7.6.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{r.Q2} \geq \frac{k_{н.о}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{нн}; \quad (7.66)$$

где $k_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки защиты;

k_{ϵ} – коэффициент возврата защиты;

$k_{з.н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;

$I_{т.н}^{нн}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А.

Ток срабатывания защиты

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4687,3 = 1080 \text{ А.}$$

7.6.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = \frac{k_{н.о}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{нн}; \quad (7.67)$$

$$I_{c.co} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4687,3 = 1235 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sd.CB} + \Delta t \quad (7.68)$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{sd.Q2} = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки.

$$k_{uco} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}}; \quad (7.69)$$

$$k_{u.co} = \frac{7590}{1235} = 6,1 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

7.6.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита в фазах, мгновенная (ANSI 51), используемая для выключателя, установленного на первичной обмотке трансформатора, обеспечивает защиту от сильных коротких замыканий в первичной обмотке. Уставка тока регулируется на значение больше тока короткого замыкания во вторичной обмотке: таким образом, обеспечивается селективность по току.

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле. Терминалы включаются во вторичные цепи трансформаторов тока.

Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{k_{н.о}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{6Н}; \quad (7.70)$$

$$I_{c.co} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 125,5 = 225,5 \text{ А.}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.Q2} + \Delta t; \quad (7.71)$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{sd.Q1} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$k_u = \frac{I_{к3}^{(2)}}{k_{тн} \cdot I_{sd.Q1}}; \quad (7.72)$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

$$k_{ч.со} = \frac{7590}{11 \cdot 225,8} = 3,05 \geq 1,5$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

7.6.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 [38] с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на отключение, нижняя пара контактов действует на отключение трансформатора при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и блока ANSI63 в МП, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор

7.6.6 Защита от перегрева

В трансформаторах, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Контроль температуры обмоток трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49Т. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путем измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1} = 75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2} = 95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля МЕТ 148-2 с неисправным датчиком.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

7.7 Расчет уставок ВЛ-110 кВ

7.7.1 Дифференциальная токовая отсечка (ДЗЛ-1)

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{\sigma}} = \frac{0,84 \cdot I_{кз2}^{(3)}}{I_{\sigma}}; \quad (7.73)$$

где I_{σ} – первичный базисный ток, в большинстве случаев принимаемый равным максимальному рабочему току линии.

С учетом максимального нагрузочного тока, равного 64,3 А, принимаем базисный ток равным 100 А.

Для существующей ПС

$$\frac{I_{диф}}{I_{\sigma}} = \frac{0,84 \cdot 2230}{100} = 18,7 \text{ А.}$$

Чувствительность отсечки не подсчитывается, поскольку она является дополнительной ступенью, предназначенной только для ускорения основной (второй) ступени.

7.7.2 Дистанционная защита (ДЗ)

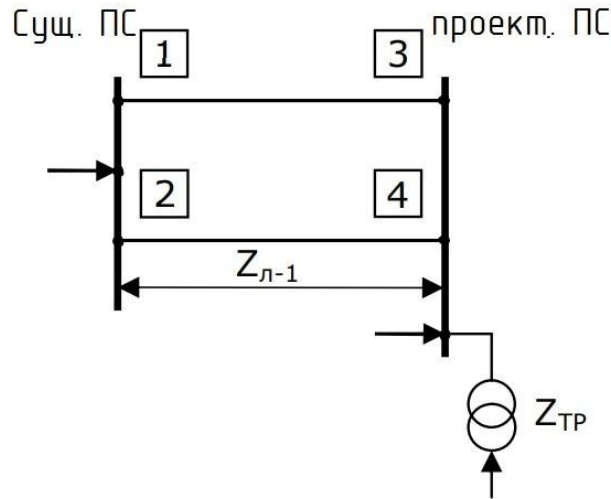


Рисунок 7.3 – Проектируемая ПС с односторонним питанием параллельными линиями

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени

$$Z_{сз1}^I = \frac{Z_{л-1}}{1 + \beta + \delta}; \quad (7.74)$$

где $\beta = 0,05$ – погрешность ТТ, ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны;

					Лист
					53
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР

$\delta = 0,1$ – погрешность расчета сопротивления линии и запас;

$Z_{л-1}$ – сопротивление линии.

Расчетные характеристики воздушных линий 110 - 1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (АС-70/11).

$$r_0 = 0,428 \text{ Ом/км} \quad x_0 = 0,44 \text{ Ом/км} .$$

Сопротивление ВЛ

$$R_{л} = r_0 \cdot L = 0,428 \cdot 30 = 12,8 \text{ Ом.} \quad (7.75)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot L = 0,44 \cdot 30 = 13,2 \text{ Ом.} \quad (7.76)$$

Полное сопротивление ВЛ

$$Z_{л-1} = 12,8 + j13,2 = 18,4 \cdot e^{j60^\circ} \quad (7.77)$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ

$$Z_{сз1}^I = \frac{18,4}{1 + 0,05 + 0,1} = 16 \text{ Ом.}$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для трансформатора напряжения коэффициенты трансформации:

$$n = \frac{U_{1н}}{U_{2н}} = \frac{110000}{100};$$

Для ТТ ТВ-110 минимальное значение первичного тока равно 400 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{400}{5};$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания первой ступени ДЗ

$$Z_{сз1.втор}^I = Z_{сз1}^I \cdot \frac{n_m}{n_n} = 16 \cdot \frac{400 \cdot 100}{110000 \cdot 5} \approx 1,16 \text{ Ом.} \quad (7.78)$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего напряжения проектируемой ПС:

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(Z_{л-1} + \frac{Z_{mp}}{k_{Tmp}} \right); \quad (7.79)$$

где Z_{mp} – минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов на проектируемой ПС.

Согласно таблице 1:

$$x_m = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{н.ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 55,5 \text{ Ом.} \quad (7.80)$$

$$r_m = \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{вн.ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(100 \cdot 10^6)^2} = 1,6 \text{ Ом.} \quad (7.81)$$

$$Z_{mp} = \sqrt{(r_m^2 + x_m^2)} = \sqrt{(1,6^2 + 55,5^2)} = 55,5 \text{ Ом.} \quad (7.82)$$

$$Z_{c31}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(18,4 + \frac{55,5}{0,5} \right) = 111,3 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по второму условию:

$$\frac{Z_{mp}}{Z_{л-1}} \geq 0,47 \cdot k_{TII} = \frac{55,5}{18,4} \geq 0,47 \cdot 0,5 = 3,0 \geq 0,24 \quad (7.83)$$

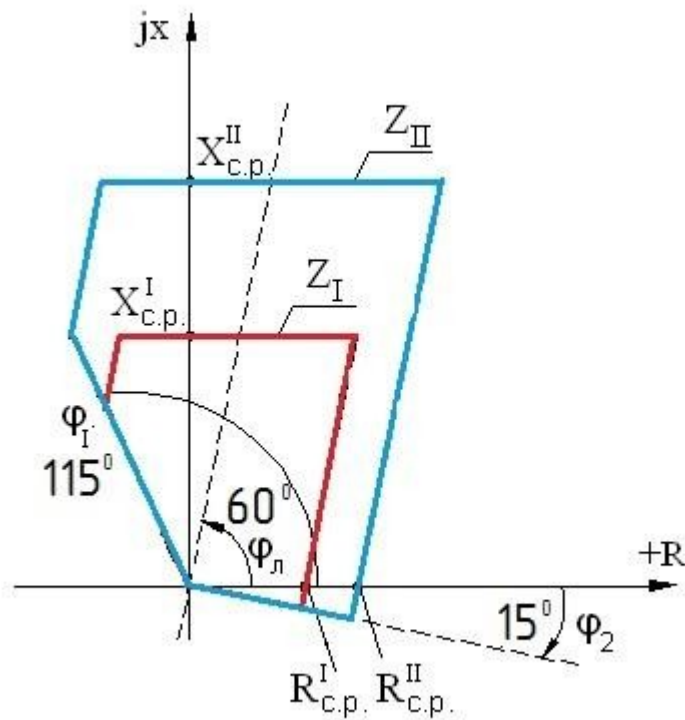


Рисунок 7.4 – Характеристика 1-й и 2-й ступеней ДЗ в виде четырехугольника

8 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Проверим трансформатор тока на стороне НН силового трансформатора на допустимую погрешность.

Рассчитаем сопротивление нагрузки для обмоток ТТ. Так как терминалы РЗА подключены к ТТ по схеме полная звезда, максимальное сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}; \quad (7.84)$$

где $Z_{реле}$ – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$ – сопротивление переходных контактов, 0,05 Ом.

Сопротивление МП терминала рассчитывается по потребляемой мощности от ТТ, составляет 0,2 ВА для $I_{2н} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{ном}}{I_{2н}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом}. \quad (7.85)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч.}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}. \quad (7.86)$$

где $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{расч.}$ – расчетная длина соединительного провода (не превышает 100 м);

q – сечение по условию механической прочности, 2,5 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_{нагр} = 0,008 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,458 \text{ Ом}.$$

Допустимая кратность тока:

$$k_{10} = \frac{0,6}{1,458} \cdot 20 = 8,23$$

Расчетная кратность:

$$k_{расч} = \frac{15900}{4000} = 3,9$$

Допустимая кратность больше расчетной, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		56

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для данной подстанции было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. В ходе данного проектирования были приняты решения по выбору:

- схемы для сторон 110 и 10 кВ: «4Н, два блока с выключателями и ремонтной перемычкой» и «одной секционированной выключателем системой шин подключаемая к обмотке понижающих трансформаторов»;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН — эффективно-заземленная, НН — компенсированная нейтраль;
- сечение кабельной линии;
- трансформатор собственных нужд: ТМ-160/10/0,4 кВ;
- силовые трансформаторы: ТРДН-25000/110/10/10 У1;
- выключатели;
- ВЛ;
- КРУ: К-104АТ с вакуумным выключателем ВВЭ-10;
- виды РЗА для объектов на сторонах 110 и 10 кВ;
- типоразмера УРЗА на сторонах 110 и 10 кВ.

В связи со всем этим, можно сделать вывод о том, что релейная защита и автоматика подстанции будет должным образом выполнять заданные им функции в течении срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					13.03.02.2020.177.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог: КТПБ-АТ-110/6(10) завод-производитель ООО «ПКФ «Автоматика» <http://www.tulaavtomatika.ru/about/> дата обращения 05.20
- 2 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 3 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
Технические характеристики: силовой трансформатор
<http://silovoytransformator.ru/110kv/trdn-25000-110.htm> дата обращения 05.20
- 5 Технические характеристики: Провод марки АС-70/11
<https://linijaopory.ru/provod-as-70-11-ves-diametr-sechenie-i-drugie-karakteristiki/> дата обращения 05.20
- 6 А.М. Ершов. Релейная защита и автоматика в СЭС. Часть 3. Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ. 2013г.–161 с.
- 7 Каталог: Дугогасящий реактор типа РДМР-610/10
<https://ntbe.ru/produktsiya/dugogasyashiy-reaktor-rdmr/> дата обращения 05.20
- 8 Каталог: Силовой трансформатор типа ТМПС-1000
<https://ntbe.ru/produktsiya/prisoedinitelnyu-transformator-tmps/> дата обращения 05.20
- 9 Каталог: Устройство автоматического регулирования токов компенсации УАРК-105 <https://ntbe.ru/produktsiya/uark-105/> дата обращения 05.20
- 10 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (новая редакция) (протокол от 08.11.2019 № 378)
https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ETP_FSK_EES_2014_02_06.pdf дата обращения 05.20
- 11 Каталог: Аккумуляторная батарея типа drifit/AGM
http://alpha-energy.ru/D/0000000568/CF_Sonnenschein_dryfit_201509_ru.pdf дата обращения 05.20
- 12 Каталог: Шкафы СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС
<https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-sopt/sopt-pbi-mc.html> дата обращения 05.20
- 13 Технические характеристики: Трансформатор типа ТМ-160/10/0,4 кВ
<https://alttrans.nt-rt.ru/images/manuals/tm-dannie.pdf> дата обращения 04.20
- 14 Технические характеристики: ТСКС-63/10/0,4 кВ
<https://cheboksary.flagma.ru/transformator-tsks-63-10-0-4-d-yn-11-o4232010.html>
дата обращения 04.20
- 15 Каталог: Выключатель типа ВГТ-110-40/2000
<https://xn--80aeddfi9bges4l.xn--p1ai/komplektuyushchie/vyklyuchateli/elegazovye/950-vgt-110.html> дата обращения 05.20
- 16 Технические характеристики: Вакуумные выключатели типа ВВЭ-10
<https://electro.mashinform.ru/vyklyuchateli-vakuumnye/vyklyuchateli-vakuumnye-tipa-vveh-10-obj42.html> дата обращения 05.20
- 17 Технические характеристики: Кабель марки АПВП 3х50/16
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyye/s-izolyaczij-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x50-16.html> дата обращения 05.20

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		58

30 Технические характеристики: Дифференциальная защита линии – ШЭ2607 094 <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/vozdushnye-i-kabelnye-linii/she2607-09x-49x/> дата обращения 06.20

31 Технические характеристики: Дистанционная и токовая защита линий – ШЭ2607 021 (021021) <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/vozdushnye-i-kabelnye-linii/she2607-021-021021/> дата обращения 04.20

32 Технические характеристики: Управление, защита и автоматика выключателя. ШЭ2607 019 (019019) <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/u-p/she2607-019-019019/> дата обращения 04.20

33 Каталог: Трансформатор тока типа ТЛК-СТ-10 <https://samtrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalog1.pdf> дата обращения 04.20

34 ГОСТ Р 52776-2007 Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. <https://internet-law.ru/gosts/gost/44240/>

35 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Учебное пособие к изучению курса / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 74 с.

36 Каталог: Устройство индикации напряжения ИН 3-10-00 УХЛЗ <https://termaenergo.ru/products/ustrojstvo-indikaczii-napryazheniya/in-3-10-00-u3/> дата обращения 05.20

37 Технические характеристики: Трансформаторы тока типа ТВ-110-200-0,5/10Р http://www.cztt.ru/tv_outdoor.html дата обращения 05.20

38 Техническое описание и инструкция по эксплуатации: Газовое реле РГТ 80 <https://envolga.ru/upload/iblock/1eb/1eb4ecf41a89d4e5ca1adfed7082ff3.pdf> дата обращения 05.20

					ПЗ-572.13.03.02.2020.177 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		60