

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.

Релейная защита и автоматика проходной двухтрансформаторной
подстанции 220/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.091.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель проекта
доцент, к.т.н.

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

Автор проекта
студент группы ПЗ-572

_____ В.Р. Шамсимухаметов
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
доцент, к.т.н.

_____ А.Н. Андреев
« ___ » _____ 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

Шамсимухаметова Вадима Ринатовича

Группа ПЗ-572

1 Тема работы

Релейная защита и автоматика проходной двухтрансформаторной подстанции
220/10 кВ

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 существующих подстанций №1 и №2 1800 (1600) МВА; в максимальном режиме, 1400 (1200) МВА в минимальном режиме.

3. Параметры воздушной линии W1 (W2): номинальное напряжение 220 кВ, длина 55 (65) км, максимальная транзитная мощность 165 МВА;

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

а) трансформатор 630/10/0,4 количеством 6 шт.,

б) асинхронный двигатель АТД4 1000 кВт, количеством 4 шт.,

в) РУ-10 кВ, количеством 4 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-10 кВ – 1 лист

2 Схема расстановки защит – 1 лист

3 Схема подключения основной и резервной защит ВЛ-220 кВ в существующей ПС 1 – 1 лист

4 Схема подключения комплектов А1, А2, А3 в составе ШЭ2607 151 – 1 лист

5 Ячейка выключателя 10 кВ ЭД с выключателем ВВ/Тел и устройством ЭКРА 217 0501 – 1 лист

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. Андреев
(подпись) (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ В.Р. Шамсимухаметов
(подпись) (И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Выбор силовых трансформаторов	20.03.2020	-
2 Выбор источника ОТ	24.03.2020	-
3 Расчет ТКЗ	28.03.2020	-
4 Выбор и проверка коммутационной аппаратуры	08.04.2020	-
5 Выбор видов РЗА	10.04.2020	-
6 Выбор типоразмера РЗА	13.04.2020	-
7 Расчет уставок защит	17.04.2020	-
8 Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока	25.04.2020	-
9 Заключение	25.05.2020	-
10 Библиографический список	27.05.2020	-
11 Пояснительная записка	28.05.2020	-
12 Графическая часть	18.05.2020	-

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

А.Н. Андреев

Студент

(подпись)

В.Р. Шамсимухаметов

АННОТАЦИЯ

Шамсимухаметов В.Р. Релейная защита и автоматика проходной двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020.– 65 с., 12 илл., 14 табл. библиогр. список – 47 наим., 1 лист чертежей ф. А1 и 4 листа чертежей ф. А3

В данной выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой проходной двухтрансформаторной подстанции. 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-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР					
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата						
Разраб.		Шамсимухаметов			Релейная защита и автоматика проходной двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ			Лит.	Лист	Листов
Пров.		Андреев						В	К	Р
Н. контр.		Андреев			ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»					
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.....	10
1.3 Выбор схемы РУ-10 кВ.....	10
1.4 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции.....	10
1.5 Расчет ВЛ от существующей подстанции 1 (2).....	11
2 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОМ УСТРОЙСТВЕ.....	13
2.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-220/10 кВ.....	13
2.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-220/10 кВ.....	13
2.3 Выбор вида и источника оперативного тока на РУ-10 кВ.....	14
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	15
4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН.....	24
4.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС.....	24
4.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС.....	26
4.3 Выбор коммутационной аппаратуры РУ.....	27
5 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, РУ, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС 1....	29
5.1 Асинхронный электродвигатель 10 кВ.....	29
5.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ.....	29
5.3 Секционный выключатель.....	29
5.4 Вводной выключатель.....	30
5.5 Реализация АЧР и ЧАПВ в ячейке ТН 10 кВ.....	30
5.6 Кабельная линия 10 кВ КРУ-СВЭЛ – РУ-10 кВ.....	31
5.7 Трансформатор 220/10 кВ.....	31
5.8 Воздушная линия 220 кВ.....	32
6 РАСЧЕТ УСТАВОК.....	33
6.1 Расчет уставок АД-10 кВ.....	33
6.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ.....	38
6.3 Расчет уставок секционного выключателя.....	40
6.4 Расчет уставок вводного выключателя.....	43
6.5 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ-СВЭЛ – РУ-10 кВ.....	44
6.6 Расчет уставок силового трансформатора 220/10 кВ.....	46
6.7 Расчет уставок ВЛ-220 кВ.....	55
7 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТА ТОКА НА СТОРОНЕ НН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА.....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	61
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	62

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1 Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ;

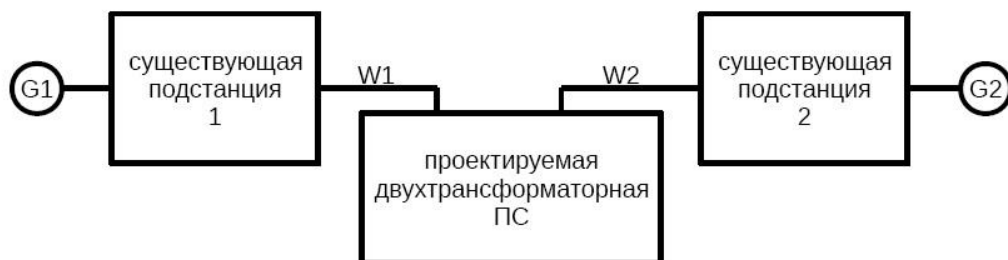


Рисунок А – Схема подключения проектируемой подстанции 220/10 кВ

2 Существующая подстанция 1 выполнена по схеме 16.

Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий.

Применяется для РУ подстанций при 5 и более линиях, подключаемых в «полуторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через 2 выключателя.

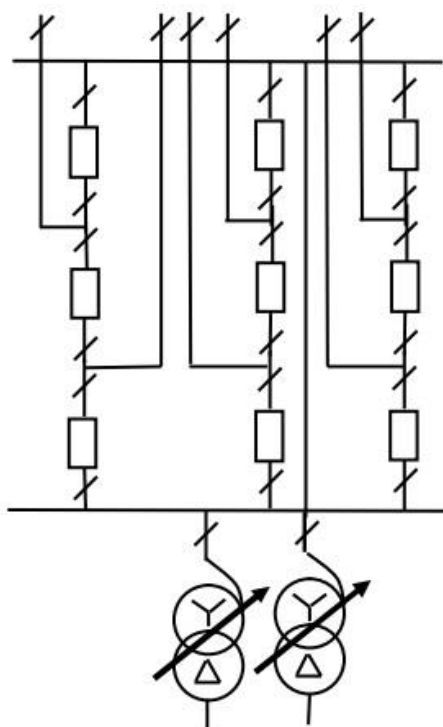


Рисунок Б – Схема существующей подстанции

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

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

ПС 220/10 кВ проектируется комплектной, заводского изготовления типа КТПБ-220-5Н-Х/10-2*25000-СВЭЛ-А-1-85-УХЛ1 [1] Екатеринбургского завода «Свел». РУ-220 кВ принято открытого типа. РУ-10 кВ принимается закрытым, в нем устанавливается общеподстанционный пункт управления (ОПУ), шкафы серии КРУ-СВЭЛ.

1.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН ПС

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

Принимаем схему внешнего электроснабжения – 5Н, схема «мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычки со стороны линий» [3].

Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при к.з. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

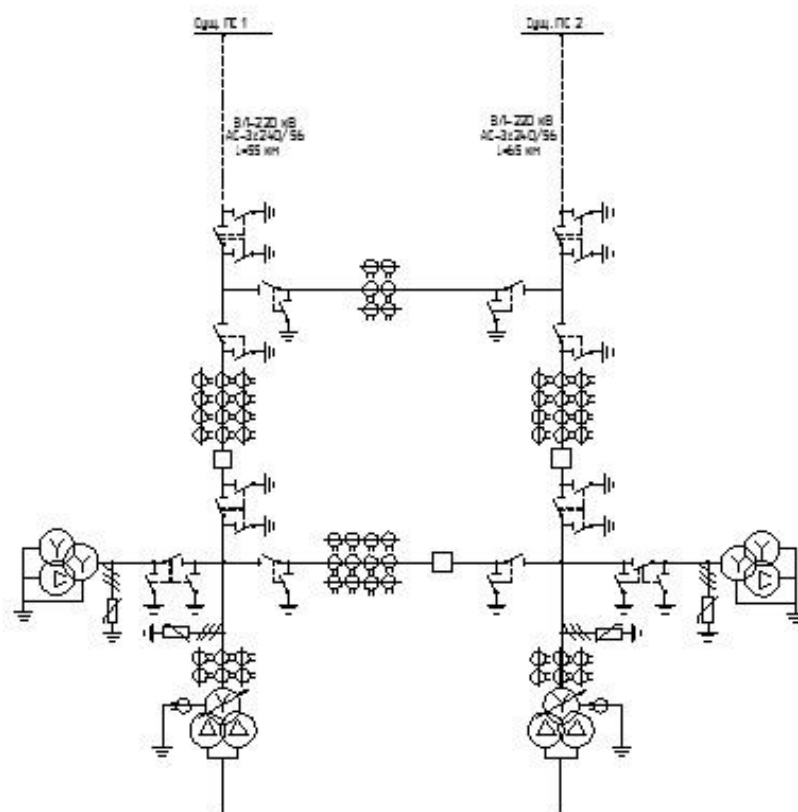


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения 220 кВ

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

1.2 Выбор схемы распределительного устройства НН ПС

Согласно исходным данным к шинам комплектного распределительного устройства (далее КРУ) понижающей подстанции присоединены 4 КЛ-10 кВ питающие РУ-10 кВ. КРУ выполняем одной секционированной выключателем системой шин подключаемая к объединенной расщепленной обмотке понижающих трансформаторов.

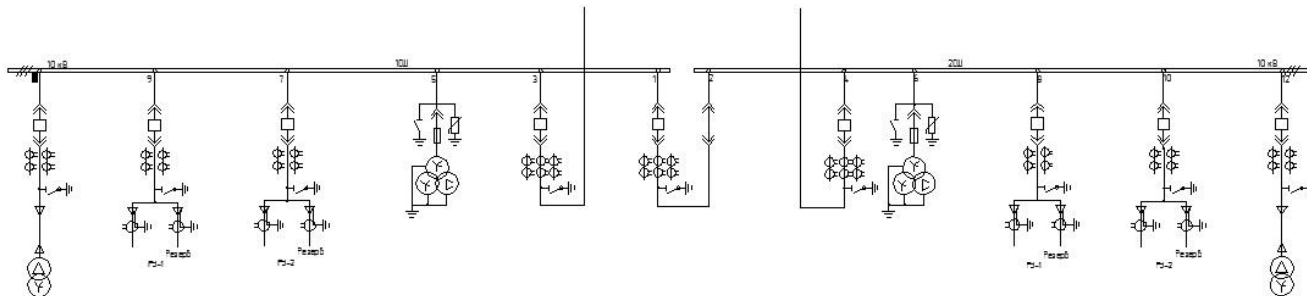


Рисунок 2 – Схема внутреннего электроснабжения 10 кВ

1.3 Выбор схемы РУ-10 кВ

Распределительные устройства повсеместно сооружают с одной системой шин секционированной выключателем.

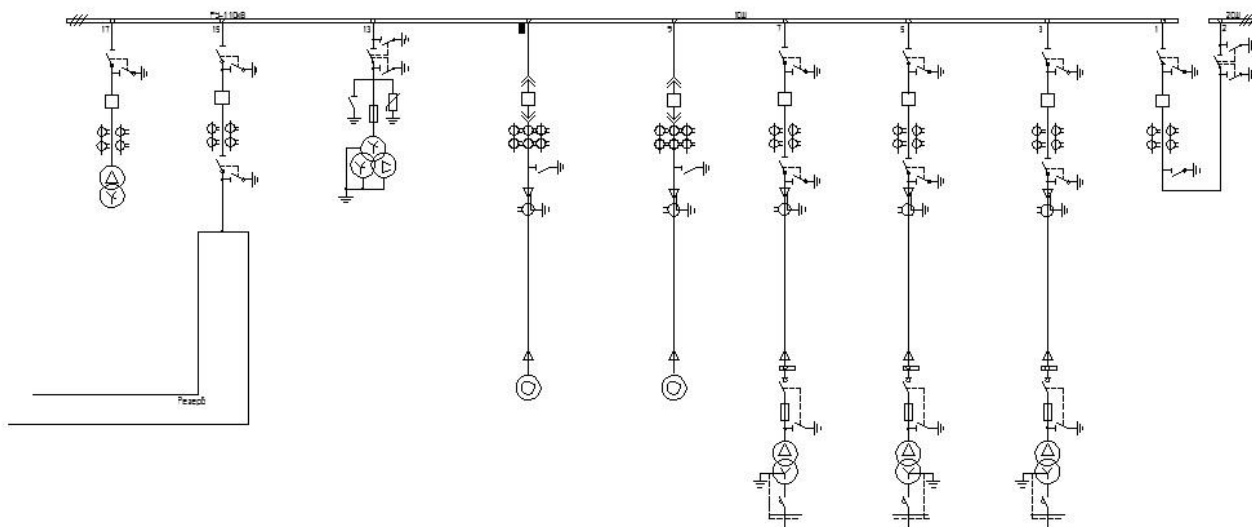


Рисунок 3 – Схема электроснабжения РУ-10 кВ

1.4 Расчет и выбор силовых трансформаторов подстанции

На ПС устанавливается два 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:

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

где $n = 2$ – число трансформаторов подстанции;

$k_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Найдем установленную мощность нагрузки проектируемой подстанции.

Согласно исходным данным к шинам РУ-10 кВ присоединены 6 трансформаторов с установленной мощностью 630 кВ·А и 4хАТД-4 по 1000 кВт.

Полную мощность АДТ определим из условий:

$$S_{АД.ном} = \frac{P_{АД.ном}}{\eta \cdot \cos \varphi} = \frac{0,1}{0,97 \cdot 0,85} = 1,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.2)$$

Мощность трансформатора:

$$S_{т.ном220} \geq \frac{2 \cdot (6 \cdot (0,63 \cdot 10^6) + 4 \cdot (1,2 \cdot 10^6))}{2 \cdot 0,7} = \frac{17 \cdot 10^6}{1,4} = 12,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В связи с отсутствием трансформатора классом напряжения 220 кВ мощностью 16 МВА, из каталога, к установке принимаем трансформатор типа ТРДН-25000/220-У1 [4], технические характеристики которого представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технические характеристики трансформатора

$S_{т.ном220}, \text{ МВ} \cdot \text{А}.$	$U_{ВН}, \text{ кВ}.$	$U_{НН}, \text{ кВ}.$	$\Delta P_{кз}, \text{ кВт}.$	$\Delta P_{хх}, \text{ кВт}.$	$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$
25	230	11	140	24	11,5	0,65

1.5 Расчет ВЛ от существующей подстанции 1 (2)

Планируемая мощность нагрузки должна составлять: $S_{нагр.} = 17 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, транзитная мощность $S_{транз.} = 165 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, следовательно (без учета коэффициентов мощностей), $S_{общ.} = S_{нагр.} + S_{транз.} = 182 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Расчетный ток одной цепи линии от существующей ПС

$$I_{р.л.} = \frac{S_{общ.}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.3)$$

$$I_{р.л.} = \frac{182 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 228,7 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{n.a.220} = 2 \cdot I_{p.l.}; \quad (1.4)$$

$$I_{n.a.220} = 2 \cdot 228,7 = 457,4 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.l.}}{j_{\text{э}}}; \quad (1.5)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, $\text{А} / \text{мм}^2$ [2].

$$F_{\text{э}} = \frac{228,7}{1,1} = 207,9 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-240/56 [5].

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

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

2.1 Выбор вида оперативного тока на ПС-220/10 кВ

В соответствии с положением ПАО «Россети» от 08.11.2019 № 378 [6] и принятой схемой ПС и по условиям питания устройств РЗ на ПС предусмотрен постоянный оперативный ток – 220 В. Цепи оперативной блокировки питаются выпрямленным током от выпрямителя встроенного в шкаф оперативного постоянного тока (далее ШОТ).

2.2 Выбор источника оперативного тока на ПС-220/10 кВ

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

Рассчитаем параметры аккумуляторной батареи:

Максимальный ток заряда

$$I_{\max} = I_{\text{пост.}} + I_{\text{врем.}} + I_{\text{эл.магн. 2-х выкл.ВН}}; \quad (2.1)$$

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 А412/20 G5 [7].

Шкаф оперативного постоянного тока типа «ЕхОп» [8] выполнен компактной конструкции с применением зарядных устройств модульного типа. ШОТ выполнен с 2-мя секциями шин постоянного тока, возможностью «горячей» замены зарядных устройств и автоматическим контролем изоляции на шинах.

Определим мощности потребителей собственных нужд

Таблица 2.1 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	ед.	всего			$P_{\text{уст}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{уст}}, \text{ квар}$
1	2	3	4	5	6	7
Охлаждение ТРДН-25000/220	2,5×2	5	0,85	0,62	5	3,1
Подогрев ВЭБ-220	1,8×3	5,4	1	0	5,4	-

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
Подогрев привода РГ-220	0,6×12	7,2	1	0	7,2	-
Потребление шкафов РЗА ВН	-	17	1	0	17	-
Отопление, освещение КРУ-10	-	7	1	0	7	-
Отопление, освещение ОПУ	-	60	1	0	60	-
Подогрев ячеек КРУ	1×12	12	1	0	12	-
Потребление терминалов КРУ	-	18	1	0	18	-
Освещение ОРУ-220	-	8	1	0	8	-
Подзарядка АБ	-	46	1	0	46	-
Итого					185,6	3,1

К установке принимаем трансформатор типа ТМ-160/10/0,4 кВ [9], которые подключаются к секции шин подстанции через вакуумный выключатель.

ТСН устанавливаются на территории ОРУ-220 кВ.

2.3 Выбор вида и источника оперативного тока на 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 [10], которые подключаются к секции шин РУ-10 через вакуумный выключатель.

ТСН устанавливаются стационарно, в водной ячейке.

3 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 предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. 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.

Схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 3.1.

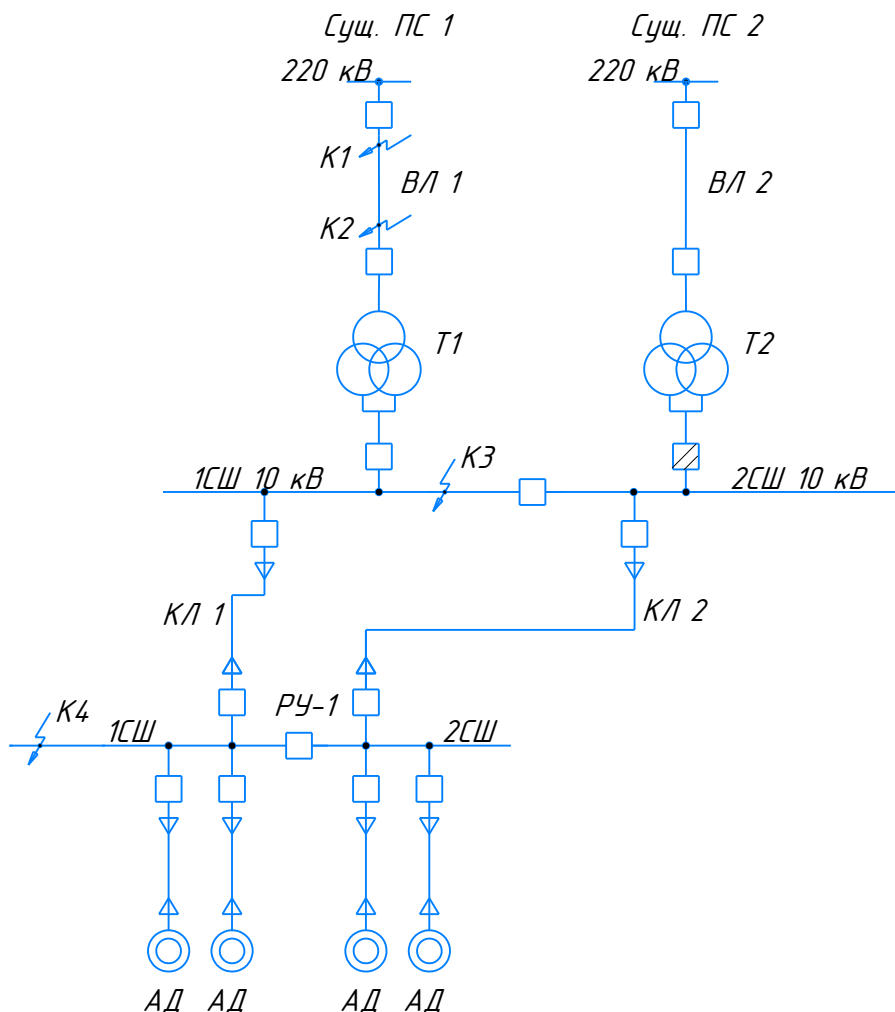


Рисунок 3.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 – в КРУ ПС;

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от двигателей напряжением 10 кВ можно не учитывать. В подпитке точек K_3 , K_4 участвуют высоковольтные двигатели, подключенные к обеим секциям.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения (рисунок 3.1) составляется схема замещения (рисунок 3.2).

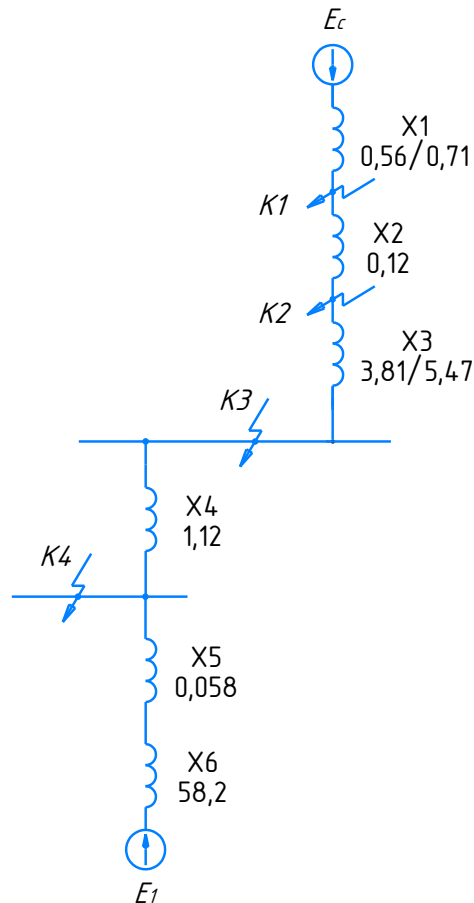


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k}; \quad (3.1)$$

где S_{σ} – базисная мощность, $\text{МВ} \cdot \text{А}$;

S_k – мощность короткого замыкания, $\text{МВ} \cdot \text{А}$.

$$x_{1.\max} = x_{c.\max} = \frac{1000 \cdot 10^6}{1800 \cdot 10^6} = 0,56.$$

$$x_{1.\min} = x_{c.\min} = \frac{1000 \cdot 10^6}{1400 \cdot 10^6} = 0,71.$$

Ток короткого замыкания в точке К₁

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot x_1}; \quad (3.2)$$

$$I_{k1.max} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot 0,56} = 4,49 \text{ кА.}$$

$$I_{k1.min} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot 0,71} = 3,54 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₁

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1} \cdot I_{k1}; \quad (3.3)$$

где $k_{y\partial 1}$ – ударный коэффициент [11].

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 4,49 = 11,41 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии (ВЛ) марки АС-240/56

$$x_2 = x_l = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp1}^2}; \quad (3.4)$$

$$x_2 = x_l = 0,12 \cdot 55,0 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0,12$$

Ток короткого замыкания в точке К₂

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot (x_1 + x_2)}; \quad (3.5)$$

$$I_{k2.max} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (0,56 + 0,12)} = 3,7 \text{ кА.}$$

$$I_{k2.min} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (0,71 + 0,12)} = 3,0 \text{ кА.}$$

По формуле (3.3)

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,7 = 9,86 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы суц. ПС 2, произведенного по формулам (3.1) – (3.5), представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет токов короткого замыкания

Режим	S_{σ} , МВА	U_{σ} , кВ	S_{κ} , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	$I_{\kappa 1}$, кА	$I_{\kappa 2}$, кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
max.	1000	230	1600	0,63	0,15	3,99	3,22	10,14	8,58
min.	1000	230	1200	0,83	0,15	3,03	2,56	-	-

Минимальное и максимальное сопротивление трансформатора ПС

$$x_{T.min} = \frac{U_{\kappa\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 - \Delta U_{pnn\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T.n}}; \quad (3.6)$$

$$x_{T.max} = \frac{U_{\kappa\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 + \Delta U_{pnn\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{T.n}}; \quad (3.7)$$

где $U_{\kappa\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$\Delta U_{pnn\%}$ – половина полного диапазона РПН, %;

$S_{T.n}$ – номинальная мощность трансформатора, $кВ \cdot А$.

$$x_{T.min} = \frac{11,5}{100} \cdot \left(\frac{100 - 12}{100} \right)^2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^6} = 3,81.$$

$$x_{T.max} = \frac{11,5}{100} \cdot \left(\frac{100 + 12}{100} \right)^2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^6} = 5,47.$$

Сопротивление кабельной линии питающей РУ-1 2хАПвПг-10 3х(1х150/50) [12], предварительно принятой по экономической плотности тока

$$x_{\kappa л} = \frac{1}{n_{\kappa л}} \cdot x_{0\kappa л} \cdot L_{\kappa л} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp2}^2}; \quad (3.8)$$

$$x_4 = \frac{1}{1} \cdot 0,103 \cdot 1,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 1,12.$$

Длина кабельной линии питающей асинхронный двигатель не задана, условно принимаем 50 м. Марка кабельной линии АПвП-10 3х50/16 [13], предварительно принятой по экономической плотности тока

По формуле (3,8)

$$x_5 = \frac{1}{1} \cdot 0,127 \cdot 0,05 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,058.$$

Сопротивление асинхронных двигателей:

$$x_{\partial} = \frac{1}{n_{\partial}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{\partial} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\partial}}; \quad (3.9)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя;

P_{∂} – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_5 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5,6} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,97}{630 \cdot 10^3} = 58,2.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 3.2) к виду рисунка 3.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 3.3, определим по выражениям

$$x_7 = x_1 + x_2 + x_3; \quad (3.10)$$

$$x_8 = x_4 + x_5 + x_6; \quad (3.11)$$

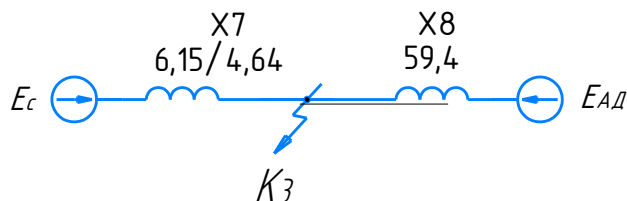


Рисунок 3.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

$$x_{7.\text{max}} = 0,56 + 0,12 + 5,47 = 6,15.$$

$$x_{7.\text{min}} = 0,71 + 0,12 + 3,81 = 4,64.$$

$$x_8 = 1,12 + 0,058 + 58,2 = 59,4.$$

Базисный ток

$$I_{\partial} = \frac{S_{\partial}}{\sqrt{3} \cdot U_{\partial}}; \quad (3.12)$$

$$I_{\partial} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,0 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_7} \cdot I_{\sigma}; \quad (3.13)$$

$$I_{AD} = \frac{E_1}{x_8} \cdot I_{\sigma}; \quad (3.14)$$

$$I_{c.\max} = \frac{1}{6,15} \cdot 55,0 = 8,94 \text{ кА.}$$

$$I_{c.\min} = \frac{1}{4,64} \cdot 55,0 = 11,85 \text{ кА.}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{59,4} \cdot 55,0 = 0,83 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{k3} = I_c + I_{AD}; \quad (3.15)$$

$$I_{k3.\max} = 8,94 + 0,83 = 9,77 \text{ кА.}$$

$$I_{k3.\min} = 11,85 + 0,83 = 12,68 \text{ кА.}$$

По формуле (3.3)

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,77 = 27,76 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{k3} = \sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{k3}; \quad (3.16)$$

$$S_{k3.\max} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 9,77 = 177,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

$$S_{k3.\min} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 12,68 = 230,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Результаты расчета ТКЗ для схемы суц. ПС 2, представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет токов короткого замыкания

Режим	S ₆ , МВ·А,	U ₆ , кВ	x ₇ , о.е.	I _{к3} , кА	i _{ул3} , кА	S _к , МВ·А
max.	1000	10,5	6,25	9,63	27,4	175,0
min.	1000	10,5	4,79	12,31	-	223,8

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_4 приведем схему замещения (рисунок 3.2) к виду рисунка 3.4.

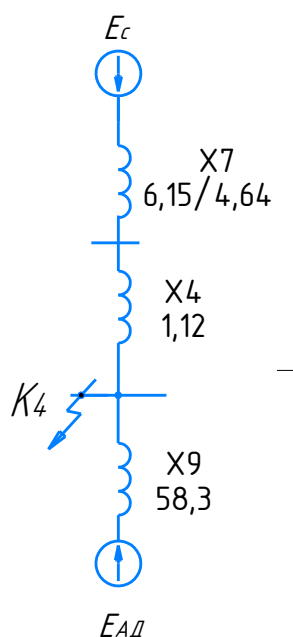


Рисунок 3.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_4

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 3.4, определим по выражению

$$x_9 = x_5 + x_6; \quad (3.17)$$

$$x_9 = 0,058 + 58,2 = 58,3.$$

Определим сопротивление x_{10} , для этого найдем эквивалентное сопротивление

$$x_{\partial 1} = \frac{1}{\frac{1}{x_7}}; \quad (3.18)$$

$$x_{\partial 1} = \frac{1}{\frac{1}{6,15}} = 6,15.$$

$$x_{\partial 2} = \frac{1}{\frac{1}{4,64}} = 4,64.$$

Коэффициенты токораспределения

$$C_{10} = \frac{x_9}{x_7}; \quad (3.19)$$

$$C_{10} = \frac{6,15}{6,15} = 1.$$

$$C_{10} = \frac{4,64}{4,64} = 1.$$

Результирующее сопротивление

$$x_{рез} = x_{91} + x_4; \quad (3.20)$$

$$x_{рез1} = 6,15 + 1,12 = 7,27.$$

$$x_{рез2} = 4,64 + 1,12 = 5,76.$$

Определим сопротивление x_{10}

$$x_{10.max} = \frac{x_{рез1}}{C_{10}} = \frac{7,27}{1} = 7,27.$$

$$x_{10.min} = \frac{x_{рез2}}{C_{10}} = \frac{5,76}{1} = 5,76.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви по формулам (3.13) – (3.14):

$$I_{c.max} = \frac{1}{7,27} \cdot 55,0 = 7,57 \text{ кА.}$$

$$I_{c.min} = \frac{1}{5,76} \cdot 55,0 = 9,55 \text{ кА.}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{59,4} \cdot 55,0 = 0,83 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_4

По формуле (3.15)

$$I_{k4.max} = 7,57 + 0,83 = 8,4 \text{ кА.}$$

$$I_{k4.min} = 9,55 + 0,83 = 10,38 \text{ кА.}$$

По формуле (3.3)

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,4 = 23,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄
По формуле (3.16)

$$S_{k4.max} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 8,4 = 152,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{k4.min} = \sqrt{3} \cdot (10,5 \cdot 10^3) \cdot 10,38 = 188,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы суц. ПС 2, произведенного по формулам (3.17) – (3.20), представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет токов короткого замыкания

Режим	x_{10} , о.е.	I_{k4} , кА	$i_{уд4}$, кА	S_k , МВ·А
max.	7,37	8,3	23,6	150,9
min.	5,91	10,13	-	184,2

Результаты расчета ТКЗ, выполненные по выражениям (3.1) – (3.20), представим в таблице 3.4.

Таблица 3.2 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	Напряжение U_{cp} расчетной точки, кВ	I_k , кА		$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА	
		max	min		max	min
От суц. ПС 1						
К ₁	230	4,49	3,54	11,41	1800	1400
К ₂	230	3,70	3,00	9,86	-	-
К ₃	10,5	9,77	12,68	27,8	177,6	230,5
К ₄	10,5	8,4	10,38	23,9	152,7	188,7
От суц. ПС 2						
К ₁	230	3,99	3,03	10,14	1600	1200
К ₂	230	3,22	2,56	8,58	-	-
К ₃	10,5	9,63	12,31	27,4	175,0	223,8
К ₄	10,5	8,3	10,13	23,6	150,9	184,2

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВН И НН

4.1 Выбор коммутационной аппаратуры ВН ПС

Выключатели выбираются по условиям [2]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.1)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.2)$$

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

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.3)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.4)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (4.5)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.6)$$

где $I_{пр.скв.}$, $i_{пр.скв.}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.}; \quad (4.7)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (4.8)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ.

Расчетное время

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.в.}; \quad (4.9)$$

где $t_{p.z.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;
 $t_{c.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл.ном.}; \quad (4.10)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.11)$$

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

Полный тепловой импульс

$$B_k \leq I_{n,0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (4.12)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{откл.} = t_{p.z.} + t_{o.в.}; \quad (4.13)$$

где $t_{p.z.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;
 $t_{o.в.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных выключателей по выражениям (4.1) – (4.13) представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор и проверка выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-220-50/2500 с пружинным приводом ППрК-2500
$U_{уст} \leq U_{ном};$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 457,4 \text{ А};$	$I_{ном} = 2500 \text{ А};$
$I_{n,\tau} \leq I_{отк.ном};$	$I_{n,0} = 3,70 \text{ кА};$	$I_{отк.ном} = 50 \text{ кА};$
$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном};$	$i_{a,\tau} = 4,7 \text{ кА};$	$i_{a.ном.} = 22,6 \text{ кА};$
$I_{n,0} \leq I_{пр.скв};$	$I_{n,0} = 3,70 \text{ кА};$	$I_{пр.скв.} = 50 \text{ кА};$
$i_y \leq i_{пр.скв};$	$i_y = 9,86 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 125 \text{ кА};$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$	$B_k = 34,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2 Выбор коммутационной аппаратуры НН ПС

Выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 4.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ (двухстороннее обслуживание) типа КРУ СВЭЛ устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/Tel-10 [15].

Таблица 4.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВ/Tel-10-31,5/2000 У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1925 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000,0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 9,77 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{ном} \geq i_{a,\tau}$	$i_{a,\tau} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{a,ном.} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{дин.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 9,77 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 27,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей, устанавливаемых в ячейках отходящих линий КРУ, представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор выключателей

Кабельные линии	$U_{ном},$ кВ	$I_{max},$ А	$I_{п,0},$ кА	$i_y,$ кА	Тип выключателя
ПС-РУ-1	10,5	654	9,77	27,8	ВВ/Tel-10-20/1000 У3
ПС-РУ-2	10,5	654	9,77	27,8	ВВ/Tel-10-20/1000 У3

4.3 Выбор коммутационной аппаратуры РУ

Выбор выключателей ВВ/Tel-10, устанавливаемых в ячейках РУ-1 (одностороннее обслуживание), представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Кабельные линии	$U_{ном},$ кВ	$I_{max},$ А	$I_{п,0},$ кА	$i_y,$ кА	Тип выключателя
РУ-1-ТП	10,5	34,6	8,4	23,9	ВВ/Tel-10-20/630 У3
РУ-1-АД	10,5	91,0	8,4	23,9	ВВ/Tel-10-20/1000 У3

Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

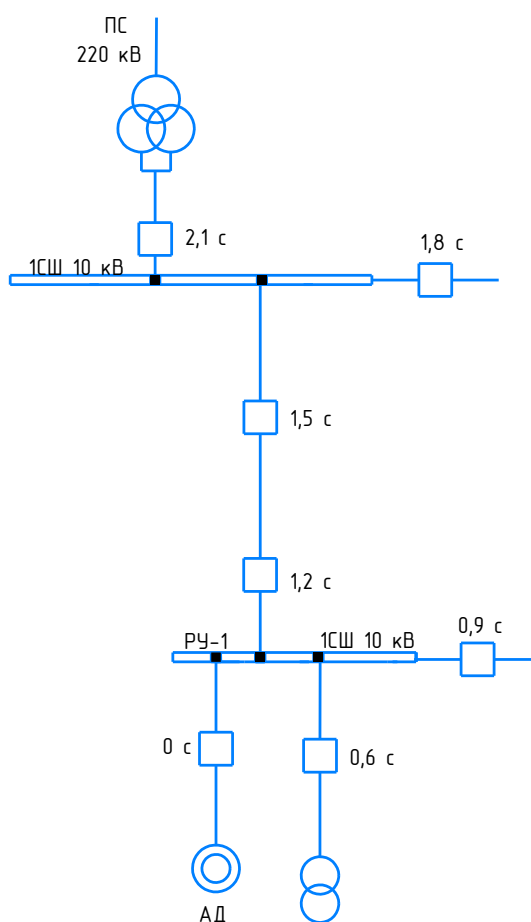


Рисунок 4.1 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (4.14)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^2}{\text{мм}^2}$;

$\sqrt{B_k}$ – тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{160 \cdot 10^6}}{65} = 194 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (4.14) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{\text{р.з.}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	T_a , с	B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$	$F_{\text{т.с.}}$, мм^2
ПС – РУ-1	9,77	1,5	0,06	0,12	160,4	65	195
РУ-1 – АД	8,4	0	0,06	0,12	12,7	65	55
РУ-1 – КТП	8,4	0,6	0,06	0,12	55,0	65	114

В таблице 4.6 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 4.6 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм^2	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм^2	Тип и площадь сечения нового кабеля
ПС – РУ-1	150	195	АПвПг-10 3х(1х240/50) [16]
РУ-1 – АД	50	55	АПвП-10 3х70/16 [17]
РУ-1 – ТП	50	114	АПвП-10 3х120/16 [18]

5 ВЫБОР ВИДОВ И ТИПОИСПОЛНЕНИЯ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, РУ, ЯЧЕЙКИ ВЛ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПС 1

Коды различных РЗ по стандартам ANSI [19].

5.1 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 (РУ-2).

5.2 Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ

Релейная защита трансформатора ТНЭЗ-630/10/0,4 [21] выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10 [22].

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 51Ns).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной и воздушной линии, линии к ТСН – ЭКРА 217 0301 [23].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1 (РУ-2).

5.3 Секционный выключатель

– от многофазных КЗ МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени (функция ANSI51);

- логическая защита шин (ЛЗШ);
- автоматическое включение резерва (АВР);

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

- устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя – ЭКРА 217 0401 [24].

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

5.4 Вводной выключатель

Отдельных требований к РЗА вводных выключателей ПУЭ не содержит, поэтому переходим к НТП ПС.

В соответствии с пунктом 9.14.1 [25] на вводных выключателях РУ необходимо предусматривать:

- МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени (функция ANSI51);
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- устройство резервирования отказа выключателя (функция ANSI50BF).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал дистанционной защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной или воздушной линии. ЭКРА 217 0303 [26].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1 (РУ-2), КРУ.

5.5 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, 59N);
- контроль исправности цепей напряжения.

Терминал имеет функции автоматики:

АЧР и ЧАПВ – выдача команды двухступенчатой АЧР и ЧАПВ.

Цепи пуска АВР.

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал защит автоматики и сигнализации секции шин (трансформатора напряжения) – ЭКРА 217 1501 [27].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке РУ-1 (РУ-2), КРУ.

5.6 Кабельная линия 10 кВ КРУ-СВЭЛ – РУ-10 кВ

Релейная защита кабельной линии предусматривает следующие виды защит:

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

- 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 67N).

Типоисполнение терминала ЭКРА 217:

Терминал дистанционной защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной или воздушной линии. ЭКРА 217 0303 [26].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КРУ-СВЭЛ.

5.7 Трансформатор 220/10 кВ

Для трансформатора ТРДН-25000/220/10 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 [28].

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) [29].

Устанавливается в ОПУ.

Защита НН: Терминал защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации ввода на секцию с неявным резервом (для подстанций) – ЭКРА 217 0602 [30].

Устанавливается на панели релейного отсека в ячейке КРУ-СВЭЛ.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		31

5.8 Воздушная линия 220 кВ

Для передачи и приема сигналов защиты ВЛ 220 кВ на каждую линию устанавливается по 2 поста ПВЗУ-Е [31] в исполнении для канала ВОЛС. Волоконно-оптическая линия связи прокладывается от существующих ПС 1 (2) к проектируемой ПС.

Релейная защита ВЛ-220 кВ с двухсторонним питанием от существующих ПС предусматривает следующие виды защит [2]:

- продольная дифференциальная 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 091 [32]

Шкаф состоит из полукомплекта на базе МП БЭ2704 201.

Дистанционная и токовая защита линий – ШЭ2607 021 (021021) [33]

Шкаф состоит из одного комплекта с возможностью независимого обслуживания:

Комплект Е1 на базе МП БЭ2704 V021.

Управление, защита и автоматика выключателя. ШЭ2607 019 (019019) [34].

Устанавливается в ОПУ.

Количество устанавливаемых в ОПУ шкафов составляет:

- шкафы управления, автоматики, релейной защиты – 8 шт.;
- Щит СН – 10 шт.;
- телемеханики – 3 шт.;
- шкаф ШОТ – 2 шт.;

Итого: 23 шкафов.

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

										Лист
										32
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР					

6 РАСЧЕТ УСТАВОК

6.1 Расчет уставок АД-10 кВ

6.1.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Мгновенная токовая отсечка является быстродействующей максимальной токовой защитой с ограниченной зоной действия.

Для электродвигателей мощностью менее 2 МВт – токовая однорелейная отсечка без выдержки времени (мгновенная токовая отсечка), отстроенная от пусковых токов, с реле, включенным на разность тока двух фаз.

Определяем значение номинального тока электродвигателя

$$I_{\text{раб.маx}} = I_{\text{ном.АД}} = \frac{P_{\text{ном.дв.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.дв.}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}; \quad (6.1)$$

$$I_{\text{раб.маx}} = I_{\text{ном.АД}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,97 \cdot 0,85} = 70,1 \text{ А.}$$

Принимаем ТЛК-10-75-0,5/10Р У3 [35].

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{75}{5} = 15. \quad (6.2)$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле:

$$I_{\text{с.з}} = k_n \cdot k_n \cdot I_{\text{раб.маx}}; \quad (6.3)$$

$$I_{\text{с.з}} = 2,5 \cdot 5,6 \cdot 70,1 = 981,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{с.з}}}{k_1}; \quad (6.4)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 981,4}{15} = 65,4 \text{ А.}$$

МТО имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение АД. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

МТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

шинах РУ-10 кВ, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$k_{ч.мо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{k_1 \cdot I_{ср}}; \quad (6.5)$$

$$k_{ч.мо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{15 \cdot 65,4} = 9,15 \geq 2$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

6.1.2 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

$$I_{с.з1} = \frac{1,2 \cdot k_{пуск}}{k_6} \cdot I_{ном.дв}; \quad (6.6)$$

$$I_{с.з1} = \frac{1,2 \cdot 5,6}{0,95} \cdot 70,1 = 496 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания для первой ступени

$$I_{ср} = \frac{I_{с.з}}{k_1}; \quad (6.7)$$

$$I_{ср} = \frac{496}{15} = 33 \text{ А.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты $t_{с.з1}$ 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

$$I_{с.з2} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 70,1 = 79,69 \approx 80 \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания для второй ступени

$$I_{cp} = \frac{80}{15} = 5,3 \text{ А.}$$

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 [36]:

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:

$$A = t_{don} \cdot (k_i^2 - 1) = 120 \cdot (1,5^2 - 1) = 150 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Определяем время срабатывания второй ступени

$$t_{c.з} = \frac{A}{(k_i^2 - 1)} = \frac{150}{(1,08 \cdot 70,1 - 1)} = 2 \text{ с.} \quad (6.9)$$

6.1.3 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.

Для кабеля марки АПвП-10 (3x70) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,4 \text{ А/км}$.

Ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{01} = I_c \cdot L = 0,76 \cdot 0,05 = 0,038 \text{ А.} \quad (6.10)$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{cз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,038 = 0,11 \text{ А.} \quad (6.11)$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{I_{c.Σ}}{I_{c.сз}} \geq 1,5 \quad (6.12)$$

Суммарное значение емкостного тока сети 10 кВ

$$I_{c.Σ} = I_{c.клΣ} + I_{c.двΣ} \quad (6.13)$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий от КРУ-10 кВ

$$I_{c.кл\Sigma} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл\Sigma}}{10} \quad (6.14)$$

$$I_{c.кл\Sigma} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot ((4 \cdot 1,2) + (8 \cdot 0,05) + (12 \cdot 0,35))}{10} = 9,4 \text{ А.}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot P_{ном.дв} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{U_{ном} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном})}}; \quad (6.15)$$

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot 1,0 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,85 \cdot 0,97 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 4,45 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{Cдв} = 2\pi f \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{ном.фазы}; \quad (6.16)$$

$$I_{Cдв} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 4,45 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,024 \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей в РУ-10 кВ

$$I_{c.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{c.двi}; \quad (6.17)$$

$$I_{c.дв\Sigma} = 4 \cdot 0,024 = 0,096 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети ЭП 10 кВ

$$I_{c\Sigma} = 0,096 + 9,4 = 9,496 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{ч} = \frac{9,496}{0,11} = 86 \geq 1,5$$

Согласно п.2.8.11 ПТЭЭП [37] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

6.1.4 Защита от понижения напряжения

Защита минимального напряжения для асинхронного двигателя выполняется двухступенчатой.

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

$$U_{с.з}^{1cm} = \frac{U_{мин}}{k_{отс} \cdot k_{в}}; \quad (6.18)$$

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

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле.

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

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

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 $U_{мин} = 0,5 \cdot U_{ном}$:

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

Выдержка времени второй ступени принимается из диапазона 10-15 с, поэтому

$$t_{с.з}^{2cm} = 10 \text{ с.}$$

6.1.5 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 49. Данная защита позволяет обнаружить перегрев электродвигателя путем измерения температуры внутри электродвигателя, 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 .

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

6.2 Расчет уставок КТП-10/0,4 кВ

6.2.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{iQ7} \geq k_{но} \cdot I_{к4}^{(3)}; \quad (6.19)$$

$$I_{iQ7} \geq 1,15 \cdot 8400 = 9660 \text{ А.}$$

МТО 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

$$k_{ч.мо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{iQ7}}; \quad (6.20)$$

$$k_{ч.мо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{9660} = 0,93 \leq 2$$

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

6.6.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение.

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

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

$$I_{iQ7} \geq \frac{k_{но}}{k_{в}} \cdot I_{раб.маx}; \quad (6.21)$$

$$I_{coQ7} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 34,6 = 43,7 \text{ А.}$$

Ток максимальный рабочий определяется по формуле:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 34,6 \text{ А.} \quad (6.22)$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, $кВ \cdot А$.

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

$$I_{coQ7} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 196 = 252 \text{ А.}$$

где 196 – длительно-допустимых ток КЛ, А.

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{coQ7} = 252 \text{ А}$.

Проверим чувствительность МТЗ

$$k_{ч.co} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{sdQ7}} \cdot 0,5; \quad (6.23)$$

$$k_{ч.co} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{252} \cdot 0,5 = 17,8 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Время срабатывания селективной токовой отсечки

$$t_{co} = 0,6 \text{ с.}$$

6.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Защита выполняется с действием на сигнал.

Для кабеля марки АПвП-10 3х120/16 удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,76 \text{ А / км}$. Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

По формуле (6.10):

$$I_{01} = I_c \cdot L = 0,96 \cdot 0,35 = 0,336 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты

По формуле (6.11):

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,336 = 1,01 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности по выражению

$$k_{ч} = \frac{1,01}{0,336} = 3,0 \geq 1,5$$

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

6.3 Расчет уставок секционного выключателя

Для секционного выключателя (СВ) защиты аналогичны защитам ввода. При этом в СВ сходятся сигналы присоединений обеих секций шин.

Перед тем, как считать ток срабатывания МТЗ СВ, необходимо рассчитать коэффициент самозапуска $k_{сзн}$ для первой и второй секций шин

Для начала необходимо определить максимальный рабочий ток 1 секции шин

$$I_{\text{раб. max}} = \sum I_{\text{раб. max. i}} = (2 \cdot 70,1) + (3 \cdot 34,6) = 140,2 + 103,8 = 244 \text{ А.} \quad (6.24)$$

Определяем пусковой ток 1 секции шин

$$I_{\text{пуск}} = \sum I_{\text{пуск}} = (2 \cdot 392,6) + (3 \cdot 100,3) = 785,2 + 300,9 = 1086,1 \text{ А.} \quad (6.25)$$

Рассчитываем эквивалентное сопротивление нагрузки

$$x_{\text{нагр.}} = \frac{U_{\text{нагр. ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{пуск}}} = \frac{10500}{1,73 \cdot 1086,1} = 5,59 \text{ Ом.} \quad (6.26)$$

Определяем ток самозапуска

$$I_{\text{сзн}} = \frac{U_{\text{с. ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с. max}} + x_{\text{вл}} + x_{\text{тр. min}} + x_{\text{кл}} + x_{\text{нагр.}})}; \quad (6.27)$$

$$I_{\text{сзн}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,56 + 0,12 + 3,81 + 1,02 + 5,59)} \approx 547 \text{ А.}$$

Сопротивление кабельной линии питающей РУ-1 2хАПвПг-10 3х(1х240/50), принятой после проверки на термическую стойкость

По формуле (3.8):

$$x_4 = \frac{1}{1} \cdot 0,094 \cdot 1,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 1,02.$$

Определим коэффициент самозапуска

$$k_{\text{сзн}} = \frac{I_{\text{сзн}}}{I_{\text{раб. max 1}}} = \frac{547}{244} = 2,24 \quad (6.28)$$

Учитывая, что нагрузка на первой и второй секциях шин одинаковая, то соответственно равны и коэффициенты самозапуска.

6.3.1 Максимальная токовая защита СВ (РУ-1)

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

$$I_{\text{мтз. св1су(2су)}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб. max}}}{k_{\text{в}}} = \frac{1,2 \cdot 2,24 \cdot 244}{0,935} = 701 \text{ А.} \quad (6.29)$$

Согласование МТЗ с защитой отходящей линии

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + \sum I_{раб.}) = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \cdot (I_{сз.маx} + (I_{раб.маx} - I_{раб.маx.присоед.})); \quad (6.30)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2}{1} \cdot (981,4 + (244 - 70,1)) = 1386 \text{ А.}$$

где $I_{сз.маx} = 981,4 \text{ А}$ – наибольший ток срабатывания защит из присоединений, АД мощностью 1,2 МВА, как для первой, так и для второй секций шин.

Принимаем ток срабатывания МТЗ СВ = 1386 А.

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{мтз.св}}; \quad (6.31)$$

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{1386} = 6,48 \geq 1,5$$

Время срабатывания МТЗ СВ выбираем из условий обеспечения селективности с защитами присоединений первой и второй секций шин

$$t_{сз.мтз.св} = t_{сз.присоед.} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.} \quad (6.32)$$

где $t_{сз.присоед.} = 0,6 \text{ с}$ – время срабатывания МТЗ присоединений;

Δt – степень селективности.

6.3.2 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.

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

$$I_{лзш} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{1,5} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{1,5} \cdot 1 = 5,9 \text{ кА.} \quad (6.33)$$

Допустимый ток уставки ЛЗШ равен 6 кА.

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

6.3.3 Автоматический ввод резерва (АВР)

В РУ-1 (РУ-2) 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 ЭКРА 217 0401 функция автоматики АВР предусмотрена, необходимо ее просто задействовать.

В КРУ отсутствует двигательная нагрузка.

Определим первичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.пер} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} = 0,3 \cdot 10 \cdot 10^3 = 3000 \text{ В.} \quad (6.34)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.втор1} = \frac{U_{cp.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{3000}{100} = 30 \text{ В.} \quad (6.35)$$

Определяем первичное напряжение максимального реле напряжения

$$U_{cp.пер} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{ном} = 0,6 \cdot 10 \cdot 10^3 = 6000 \text{ В.} \quad (6.36)$$

Определим вторичное напряжение минимального реле напряжения

$$U_{cp.втор2} = \frac{U_{cp.пер}}{n_{тр.Т}} = \frac{6000}{100} = 60 \text{ В.} \quad (6.37)$$

Определим время срабатывания реле времени устройства АВР

$$t_{авр} = t_{сз.присоед.} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.} \quad (6.38)$$

где $t_{сз.присоед.} = 1,5 \text{ с}$ – время срабатывания МТЗ присоединений;

Δt – ступень 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

6.3.4 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,1 \cdot I_{ном.присоед.} = 0,1 \cdot 34,6 \approx 4 \text{ А.} \quad (6.39)$$

Выдержка времени для формирования сигнала УРОВ при срабатывании защиты отходящей линии

$$t_{уров} = t_{выкл.} + t_{воз.рз.} + t_{зан.} + t_{ош.РВ} = 0,735 \approx 0,8 \text{ с.} \quad (6.40)$$

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

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

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

$t_{ош.РВ}$ – время допустимой погрешности реле времени УРОВ, для МП терминалов составляет 0,025 с.

6.3.5 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 [38].

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».

Ток срабатывания фазного токового контроля определяется для первой секции шин

$$I_{\text{мкф}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (6.41)$$

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

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, для МП терминалов принимается 0,95-0,96.

$$I_{\text{мкф}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 244 = 295,4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(3)}}{I_{\text{мкф}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{295,4} = 30,4 \geq 1,5 \quad (6.42)$$

Ток срабатывания токового контроля по току нулевой последовательности

$$I_{\text{тк0}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{н.б.}} \cdot I_{\text{раб.макс}}; \quad (6.43)$$

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

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

$$I_{\text{тк0}} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 244 = 15,3 \text{ А.}$$

6.4 Расчет уставок вводного выключателя

6.4.1 Максимальная токовая защита ввода (РУ-1)

Стоит отметить, что РЗА вводов защищают в основном шины РУ.

Определяем ток срабатывания МТЗ ВВ1 (ВВ2) по условию отстройки от тока перегрузки при действии АВР

$$I_{\text{мтз.вв1(вв2)}} = \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб1.max}} + k_{\text{сзн}}^* \cdot I_{\text{раб2.max}}); \quad (6.44)$$

где $k_{\text{омс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывая погрешность реле и необходимый запас;

$k_{\text{сзн}}^* = 1,5$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока нагрузки из-за снижения напряжения на шинах при подключении к ним после АВР заторможенных двигателей нагрузки соседней секции. Значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из двигателей, участвующих в самозапуске.

$$I_{\text{мтз.вв1(вв2)}} = \frac{1,2}{0,935} \cdot (2,24 \cdot 244 + 2,24 \cdot 244) = 1403 \text{ А.}$$

Выполним согласование МТЗ ВВ1 с МТЗ СВ

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{ток}}} \cdot (I_{\text{сз.max}} + \sum I_{\text{раб.}}); \quad (6.45)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2}{1} \cdot (1386 + 244) = 1956 \text{ А.}$$

где $k_{\text{ток}} = 1$ – коэффициент токораспределения;

$I_{\text{сз.max}} = 1386$ – наибольший ток срабатывания МТЗ СВ.

Принимаем ток срабатывания МТЗ ВВ1 = 1956 А.

Определим коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз.min}}^{(3)}}{I_{\text{мтз.вв1(вв2)}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{1956} = 4,6 \geq 1,5 \quad (6.46)$$

Условие выполняется.

Определим время срабатывания МТЗ ВВ1 (ВВ2) из условия обеспечения селективности с защитой СВ.

$$t_{\text{сз.мтз.вв1(вв2)}} = t_{\text{сз.мтз.св}} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.} \quad (6.47)$$

где $t_{\text{сз.мтз.св}} = 0,9 \text{ с}$ – время срабатывания МТЗ присоединений;

Δt – ступень селективности.

6.5 Расчет уставок КЛ-10 кВ КРУ-СВЭЛ – РУ-10 кВ

6.5.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Для МТО, установленной на выключателях в начале линий КЛ питающей РУ-10 внешним КЗ является короткое замыкание после выключателей, установленных в точке К₄.

$$I_{iQ9} = k_{но} \cdot I_{кз4}^{(3)}; \quad (6.48)$$

$$I_{iQ9} = 1,15 \cdot 8400 = 9660 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч.мо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{iQ9}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{9660} = 0,93 \leq 2 \quad (6.49)$$

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

6.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Согласно [39, 2.5.1] максимальный рабочий ток нагрузки $I_{раб.маx}$ кабельной линии питающей РУ-1 следует принять равным длительно допустимому току $I_{дл.доп}$ одного кабеля. АПвПг-10 3х(1х240/50) длительно допустимый ток (при прокладке в земле треугольником) равен 422 А

Для определения пикового тока используется коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение рабочего тока за счет пуска или самозапуска электродвигателей напряжением 10 кВ [40, 19.6]:

$$k_{сзн} = 1,3$$

Пиковый ток равен:

$$I_{пик} = k_{сзн} \cdot I_{раб.маx} = 1,3 \cdot 422 = 548,6 \text{ A.}$$

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

$$I_{соQ9} \geq \frac{1,2}{0,95} \cdot 548,6 = 693 \text{ A.}$$

– согласование с нижестоящей мгновенной токовой защитой выключателя Q15 в РУ-1

$$I_{соQ9} \geq k_{н.согл} \cdot I_{iQ15}; \quad (6.50)$$

$$I_{соQ9} \geq 1,3 \cdot 1956 = 2543 \text{ A}$$

За расчетный ток срабатывания принимаем МТЗ ВВ1 = 1956 А.

Принимаем ток срабатывания = 2543 А.

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.min}^{(3)}}{I_{соQ9}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10380}{2543} = 3,53 \geq 1,2 \quad (6.51)$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{соQ9} = t_{сз.мтз.вв1(вв2)} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.} \quad (6.52)$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45

6.5.3 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Для защиты КЛ питающей РУ-1 от ОЗЗ будет применяться ненаправленная токовая защита нулевой последовательности. Защита выполняется с действием на сигнал.

Для кабеля марки АПвПг-10 3(1x240/50) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 2,33 \text{ А/км}$.

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

По формуле (6.10):

$$I_{01} = I_c \cdot L = 1,27 \cdot 1,2 = 1,524 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты

По формуле (6.11):

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,524 = 4,572 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности по выражению

$$k_{ч} = \frac{1,524}{4,572} = 0,33 \leq 1,5$$

Поскольку ненаправленная токовая защита НП не обеспечивает необходимой чувствительности к минимальному току ОЗЗ, для защиты КЛ питающей РУ-1 применим направленную защиту нулевой последовательности (код ANSI 67N).

6.6 Расчет уставок силового трансформатора 220/10 кВ

6.6.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной. Защита включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой 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 $I_{d\text{макс}}$;
- уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

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

						ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			46

– на стороне ВН

$$I_{m.н}^{вн} = \frac{S_{m.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 62,8 \text{ A} \quad (6.53)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 62,8 = 88 \text{ A.}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ из условия типа ТВ-220-I-200-0,5/10Р [41]: $I_{1н} = 200 \text{ A}$, $I_{2н} = 5 \text{ A}$.

– на стороне НН

$$I_{m.н}^{нн} = \frac{S_{m.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1375 \text{ A} \quad (6.54)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot 1375 = 1925 \text{ A.}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТОЛ-10-2000-0,5/10Р [42]: $I_{1н} = 2000 \text{ A}$, $I_{2н} = 5 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$k_I^{вн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{200}{5} = 40 \quad (6.55)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$k_I^{нн} = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{2000}{5} = 400 \quad (6.56)$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 \cdot I_{m.н.max} \leq I_{mm.н} \leq 2,5 \cdot I_{m.н.max} \quad (6.57)$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 88 \leq 200 \leq 2,5 \cdot 88$$
$$8,8 \leq 200 \leq 220$$

Условие выполнено.

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 1925 \leq 2000 \leq 2,5 \cdot 1925$$
$$192,5 \leq 2000 \leq 4813$$

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

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}; \quad (6.58)$$

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

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

$$x_{m.в.}^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{11,5}{100} = 0,179$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$x^* = x_c + x_{вл} + k_1 + x_{m.в.}^{(1)*}; \quad (6.59)$$

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

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$x_{\bar{o}} = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{m.н}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 2116 \quad (6.60)$$

Тогда сопротивление контура включения

$$x^* = 0,56 + 0,12 + 1,1 + 0,179 = 1,959$$

То же в именованных единицах

$$x = 1,959 \cdot 2116 = 4145 \text{ Ом.}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл.} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot x} = \frac{\sqrt{2} \cdot 230 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 4145} = 63 \text{ А.} \quad (6.61)$$

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

$$k_{10} = \frac{I_{бр.нам.ампл.}}{\sqrt{2} \cdot I_{тт.н}^{ен}} = \frac{63}{\sqrt{2} \cdot 200} = 0,21 \leq 6,7 \quad (6.62)$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 220 кВ должна быть $k_{10} \geq 20$. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 220 кВ

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм} \quad (6.63)$$

где R_k – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

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

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

Сопrotивление контрольного кабеля

$$R_k = \frac{\rho \cdot L_k}{S_k}; \quad (6.64)$$

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-220 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 А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$k_{10} = \frac{I_{т.н}^{вн}}{I_{тт.н}^{вн}} \cdot k_{10} = \frac{62,8}{200} \cdot 20 = 6,28 \leq 24 \quad (6.65)$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую 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

$$I_{бр.нам.ампл.} \leq 8 \cdot I_{т.н} \quad (6.66)$$

$$63 \leq 8 \cdot 88$$

$$63 \leq 704$$

Условие выполняется

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{диф.мин} = k_{отс} \cdot \left(k_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рпн}}{1 - \Delta U_{рпн}} + 0,02 \right); \quad (6.67)$$

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

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

$$I_{\text{диф.мин}} = 1,1 \cdot \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,12}{1 - 0,12} + 0,02 \right) = 1,38$$

Принимаем к установке $I_{\text{диф.мин}} = 1,38\%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = k_{\text{отс}} \cdot \left(k_{\text{нер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{рнн}}}{1 - \Delta U_{\text{рнн}}} + 0,02 \right); \quad (6.68)$$

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,1 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + \frac{0,12}{1 - 0,12} + 0,02 \right) = 1,49$$

Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t1}} = 1,49\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} I_{\text{бр.нам.ампл}}^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{I_d}{I_{t1}} \quad (6.69)$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,21^{\frac{4}{3}} \cdot 1,49 = 2,23$$

Принимаем к установке $SLP = 2$

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{t2}} = 60 - 70\% \quad (6.70)$$

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

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.\text{max}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{бр.нам.ампл}} \quad (6.71)$$

$$I_{d.\text{max}} \geq 1,1 \cdot 0,21$$

$$I_{d.\text{max}} \geq 0,23 \text{ A.}$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.\text{max}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{к.макс.вн}} \quad (6.72)$$

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;

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

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.маx}^{вн} = \frac{I_{кз}^{(3)}}{k_{тн}}; \quad (6.73)$$

где $k_{тн}$ – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.маx}^{вн} = \frac{9,77 \cdot 10^3}{22} = 444,1 \text{ А.}$$

что соответствует кратности

$$k = \frac{444,1}{88} = 5,05 \cdot I_{n1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$I_{d.маx} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,05 \cdot I_{n1} = 4,2 \cdot I_{n1} \quad (6.74)$$

Принимаем к установке $I_{d.маx} = 5 \cdot I_{n1}$

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

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{d.маx}}; \quad (6.75)$$

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

$$k_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{12680}{1,38 \cdot 88 \cdot 22} = 4,11 \geq 2$$

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

На рисунке 6.1 представим тормозную характеристику дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-25000/220/10.

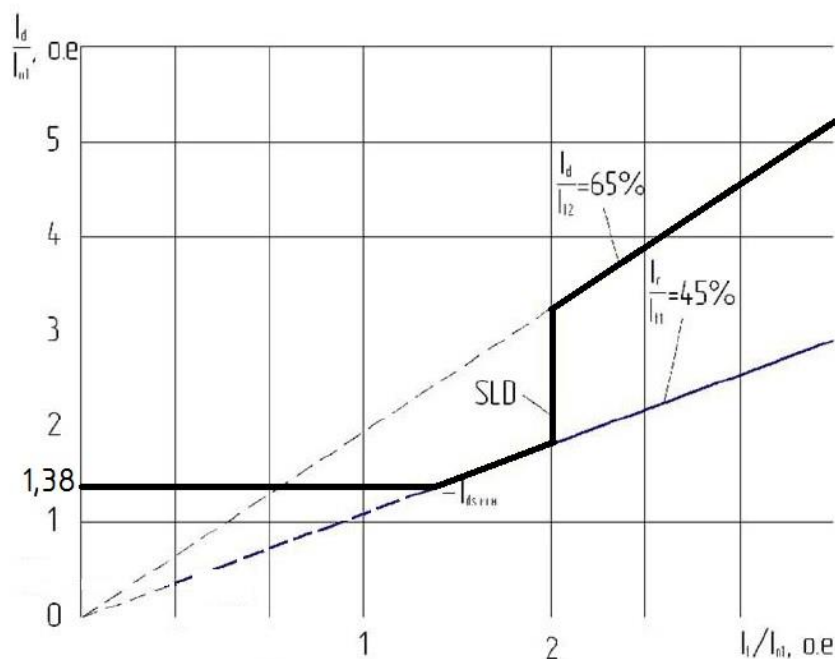


Рисунок 6.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора ТРДН-25000/220/10

6.6.2 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

$$I_{r.Q3} \geq \frac{k_{н.о}}{k_в} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{нн}; \quad (6.76)$$

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

$k_в$ – коэффициент возврата защиты;

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

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

$$I_{r.Q3} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 1375 = 2162 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем $I_{rQ3} = 2162 \text{ A}$.

6.6.3 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).

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

$$I_{co} = \frac{k_{н.о.}}{k_{\epsilon}} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{НН}; \quad (6.77)$$

$$I_{coQ3} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 1375 = 2471 \text{ A}.$$

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

$$t_{coQ3} = t_{coQ1} + \Delta t \quad (6.78)$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{coQ3} = 1,8 + 0,3 = 2,1 \text{ с}.$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки.

$$k_{\epsilon} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{I_{coQ3}}; \quad (6.79)$$

$$k_{\epsilon.co} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{12680}{2471} = 4,44 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

6.6.4 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.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		53

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

$$I_{co} = \frac{k_{н.о}}{k_g} \cdot k_{з.н} \cdot I_{т.н}^{6Н}; \quad (6.80)$$

$$I_{coQ1} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 62,8 = 112,8 \text{ А.}$$

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

$$t_{coQ1} = t_{coQ3} + \Delta t \quad (6.81)$$

где Δt – ступень селективности, с

$$t_{coQ3} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$k_u = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин}^{(3)}}{k_{тн} \cdot I_{coQ1}}; \quad (6.82)$$

$$k_{u.co} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{12680}{22 \cdot 112,8} = 4,42 \geq 1,5$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

6.6.5 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 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 [43] и блока ANSI 63 в МП, который защищает трансформатор от изменения уровня

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор

6.6.6 Защита от перегрева

На 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 49. Данная защита позволяет обнаружить перегрев этрансфориа-тора 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 .

6.7 Расчет уставок ВЛ-220 кВ

6.7.1 Дифференциальная токовая отсечка (ДЗЛ-1)

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$\frac{I_{диф}}{I_{\sigma}} = \frac{0,84 \cdot I_{кз2}^{(3)}}{I_{\sigma}}; \quad (6.83)$$

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

С учетом максимального нагрузочного тока, равного 228,7 А, принимаем базисный ток равным 300 А.

Для существующей ПС1

$$\frac{I_{диф}}{I_{\sigma}} = \frac{0,92 \cdot 3700}{300} = 11,3 \text{ А.}$$

Для существующей ПС2

$$\frac{I_{диф}}{I_{\sigma}} = \frac{0,92 \cdot 3220}{300} = 9,9 \text{ А.}$$

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

6.7.2 Дистанционная защита (ДЗ)

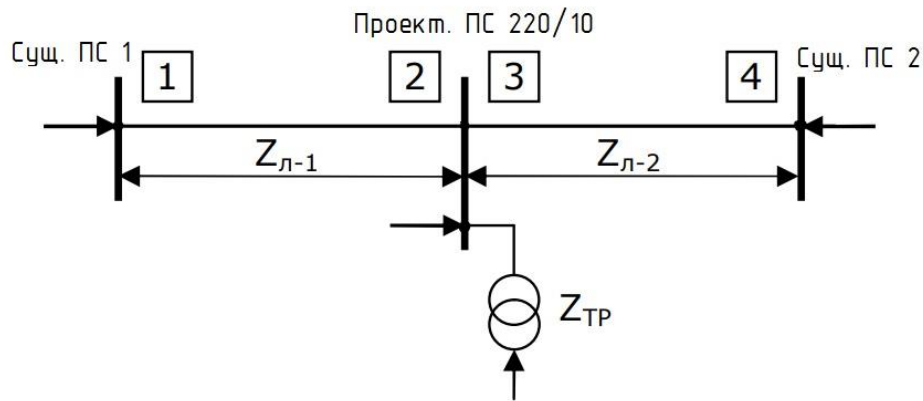


Рисунок 6.2 – Проектируемая ПС с двусторонним питанием
одиночными линиями

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени

$$Z_{сз1}^I = \frac{Z_{л-1}}{1 + \beta + \delta}; \quad (6.84)$$

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

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

$Z_{л-1}$ – сопротивление линии.

Расчетные характеристики воздушных линий 220 - 1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (АС-240/56) [46].

$$r_0 = 0,024 \text{ Ом / км}; \quad x_0 = 0,12 \text{ Ом / км.}$$

Сопротивление ВЛ1

$$R_{л-1} = r_0 \cdot L = 0,024 \cdot 55 = 1,32 \text{ Ом.} \quad (6.85)$$

$$X_{л-1} = x_0 \cdot L = 0,12 \cdot 55 = 6,6 \text{ Ом.} \quad (6.86)$$

Полное сопротивление ВЛ1

$$Z_{л-1} = 1,32 + j6,6 = 6,73 \cdot e^{j60^\circ} \quad (6.87)$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ

$$Z_{сз1}^I = \frac{6,73}{1 + 0,05 + 0,1} = 5,85 \text{ Ом.}$$

Таблица 6.1 – Расчет параметров ВЛ2

$R_{л-2}, \text{ Ом,}$	$X_{л-2}, \text{ Ом,}$	$Z_{л-2},$	$Z_{сз1}^I, \text{ Ом}$
1,56	7,8	$7,95 \cdot e^{j60^\circ}$	6,91

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

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

Для трансформатора напряжения типа ЗНОГ-220 [47] коэффициенты трансформации:

$$n = \frac{U_{1н}}{U_{2н}} = \frac{220000}{100};$$

Для ТТ встроенного в ВЭБ-220 минимальное значение первичного тока равно 500 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n = \frac{I_{1н}}{I_{2н}} = \frac{500}{5};$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания первой ступени ДЗ
Для ВЛ1

$$Z_{сз1.втор}^I = Z_{сз1}^I \cdot \frac{n_m}{n_n} = 5,85 \cdot \frac{500 \cdot 100}{220000 \cdot 5} = 0,27 \text{ Ом.} \quad (6.88)$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 60 градусов.

Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1й ступени ДЗ линии в виде четырехугольника

Уставка по оси x 1 ступени:

$$X_{1cm} = Z_{сз1}^I \cdot \sin \varphi_{1cm} = 5,85 \cdot \sin 60^\circ = 5,0 \text{ Ом.} \quad (6.89)$$

Уставка по оси I характеристики 1-й ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии (или на стороне ВН ПС) при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз2.min}^{(3)} \right)} = \frac{5,78}{(0,865 \cdot 3,00)} = 2,23 \text{ Ом.} \quad (6.90)$$

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.} \quad (6.91)$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$\sum R_{л-1} = R_{л-1} + r_{д.макс} = 1,32 + 2,23 = 3,55 \text{ Ом.} \quad (6.92)$$

Уставки по оси R характеристики 1-й ступени:

$$R_{см1} = R_{л-1} + r_{д.макс} - \frac{X_{1cm}}{\operatorname{tg} 60^\circ} = 3,55 - \frac{5,0}{1,73} = 0,66 \text{ Ом.} \quad (6.93)$$

Таблица 6.2 – Расчет параметров ВЛ2

$Z_{сз1.втор}^I$, Ом,	X_{1cm} , Ом,	$r_{д.макс}$ Ом	$\sum R_{л-1}$ Ом	$R_{см1}$ Ом
0,31	5,98	2,62	4,18	0,72

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации завода-изготовителя – 15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Согласование с ДЗ смежных линий:

- 1 условие – согласование с первой ступенью ДЗ 3;
- 2 условие – отстройка от КЗ на шинах НН проектируемой ПС.

По условию согласования с первой ступенью комплекта 3 ДЗ на предыдущей линии ВЛ2:

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{л-1} + \frac{0,66 \cdot Z_{л-2}}{k_{Т,II}}; \quad (6.94)$$

где $k_{Т,II} = \frac{I_1}{I_2} = 1$ – коэффициент токораспределения для ВЛ2, который учитывает неравенство токов в месте установки ДЗ и в месте КЗ.

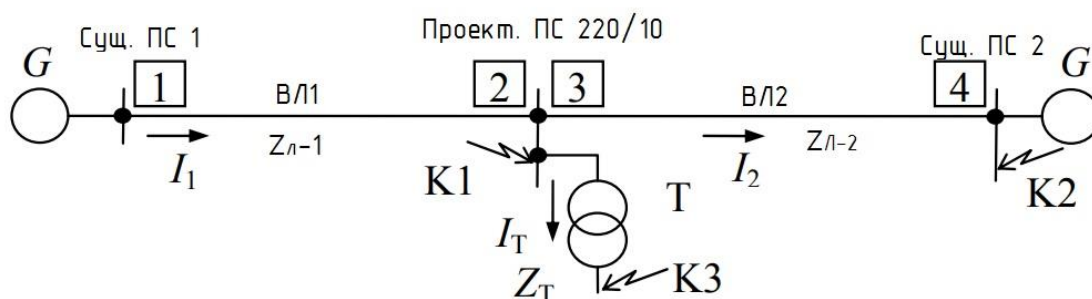


Рисунок 6.3 – Расчетная схема одиночной линии для выбора уставок ступенчатых защит

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot 6,73 + \frac{0,66 \cdot 7,95}{1} = 10,9 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по первому условию:

$$\frac{Z_{л-2}}{Z_{л-1}} \geq 0,6 \cdot k_{Т,II} = \frac{7,95}{6,73} \geq 0,6 \cdot 1 = 1,18 \geq 0,6 \quad (6.95)$$

Первая ступень ДЗ выполняется без выдержки времени:

$$t^I = 0. \quad (6.96)$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего напряжения проектируемой ПС:

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(Z_{л-1} + \frac{Z_{mp}}{k_{Т,mp}} \right); \quad (6.97)$$

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

Согласно таблице 1.1:

$$x_m = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{вн.ном}^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 243 \text{ Ом.} \quad (6.98)$$

$$r_m = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{вн.ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{140 \cdot 10^3 (230 \cdot 10^3)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 11,84 \text{ Ом.} \quad (6.99)$$

$$Z_{mp} = \sqrt{(r_m^2 + x_m^2)} = \sqrt{(11,84^2 + 243^2)} = 243 \text{ Ом.} \quad (6.100)$$

$$Z_{сз1}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(6,73 + \frac{243}{0,5} \right) = 419 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по второму условию:

$$\frac{Z_{mp}}{Z_{л-1}} \geq 0,47 \cdot k_{Т.И} = \frac{243}{6,73} \geq 0,47 \cdot 0,5 = 36,1 \geq 0,24 \quad (6.101)$$

Выдержка времени второй ступени отстроена от времени срабатывания первой ступени ДЗ смежной линии на величину ступени селективности $\Delta t = 0,3 \text{ с}$ и включает выдержку времени УРОВ $t_{уров} = 0,3 \text{ с}$:

$$t^{II} = \Delta t + t_{уров} = 0,6 \text{ с.} \quad (6.102)$$

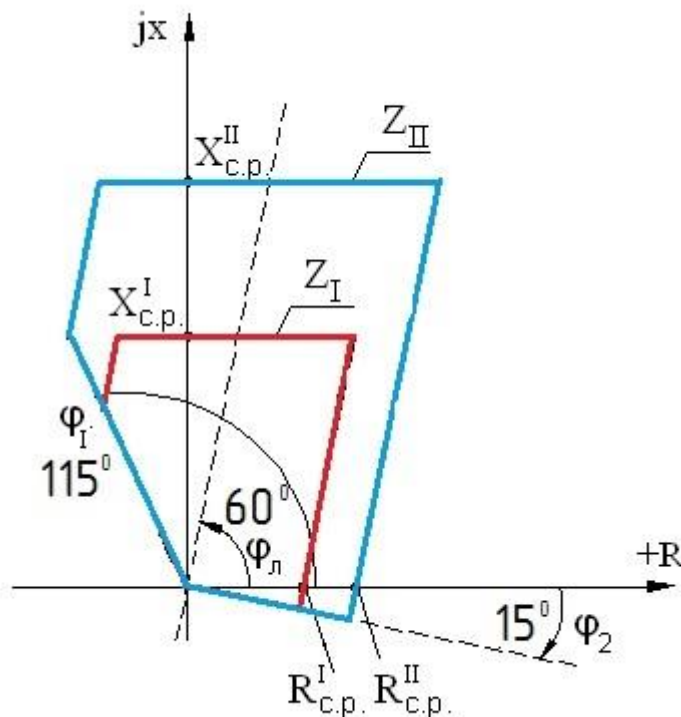


Рисунок 6.4 – Характеристика 1-й и 2-й ступеней ДЗ в виде четырехугольника

7 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:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}; \quad (6.103)$$

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:

$$Z_{реле} = \frac{S_{ном}}{I_{2н}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом}. \quad (6.104)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч.}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}. \quad (6.105)$$

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:

$$k_{расч} = \frac{9770}{1925} = 5,07$$

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

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		60

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор силового оборудования и проектирование релейной защиты и автоматики для проходной двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ производили согласно действующим нормативным техническим документам. Выбор и расчет уставок микропроцессорных терминалов РЗА выполнен в соответствии с каталогами и методическими указаниями фирмы-производителя, аттестованной ОАО «ФСК ЕЭС» к применению на объектах электросетевого комплекса.

Поэтому релейная защита и автоматика подстанции должны правильно функционировать в течение нормативного срока службы, обеспечивая штатную работу силового оборудования в нормальных режимах и ликвидацию аварийных ситуаций без их развития.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Каталог: КТПБ-220-5Н <http://svel.ru/uploadfiles/catalog/15/price.pdf> дата обращения 04.20

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.

4 Технические характеристики: Силовые трансформаторы <http://belenergetics.ru/ps-110-220/xarakteristiki-trdn-25000220-u1-dlya-ps-220-kv-nps-11/> дата обращения 04.20

5 Технические характеристики: Провод марки АС-240/56 <https://linijaopory.ru/provod-as-240-56-ves-diametr-sechenie-i-drugie-xarakteristiki/> дата обращения 04.20

6 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 04.20

7 Каталог: Аккумуляторная батарея типа А412/20 G5 <https://www.vtb-akb.ru/wp-content/uploads/2018/02/catalog.pdf> дата обращения 04.20

8 Каталог: Шкаф оперативного постоянного тока типа «ExOn» <http://www.electronmash.ru/product/shot-exon> дата обращения 04.20

9 Технические характеристики: Трансформатор типа ТМ-160/10/0,4 кВ <https://alttrans.nt-rt.ru/images/manuals/tm-dannie.pdf> дата обращения 04.20

10 Технические характеристики: ТСКС-63/10/0,4 кВ <https://cheboksary.flagma.ru/transformatorstks-63-10-0-4-d-yn-11-o4232010.html> дата обращения 04.20

11 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

12 Технические характеристики: Кабель марки АПвПг 1х150/50 <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvpg-10kv/apvpg-1x150/50.html> дата обращения 04.20

13 Технические характеристики: Кабель марки АПвП 3х50/16 <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x50-16.html> дата обращения 04.20

14 Каталог: Выключателей элегазовых, баковые типа ВЭБ <https://uetm.nt-rt.ru/images/manuals/VEB-UETM%20220.pdf> дата обращения 04.20

15 Руководство по эксплуатации: Вакуумные выключатели типа ВВ/Tel https://energobastion.ru/f/tip_solution/bb_tel_02/shema_1.pdf дата обращения 04.20

16 Технические характеристики: Кабель марки АПвПг 1х240/50 <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvpg-10kv/apvpg-1x240/50.html> дата обращения 04.20

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		62

17 Технические характеристики: Кабель марки АПвП 3х70/16
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x70-16.html> дата обращения 04.20

18 Технические характеристики: Кабель марки АПвП 3х120/16
<https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvp-10kv/kabel-apvp-3x120-16.html> дата обращения 04.20

19 Коды различных РЗ по стандартам ANSI
<https://yandex.ru/turbo?text=https%3A%2F%2Fpomegerim.ru%2Frza%2Fkody-ansi.php> дата обращения 04.20

20 Технические характеристики: Терминал защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации электродвигателя до 5 МВт – ЭКРА 217 0501
<https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-0501/> дата обращения 04.20

21 Технические характеристики: Трансформатор типа ТНЭЗ-630/10/0,4
https://eti.su/articles/spravochnik/spravochnik_1734.html дата обращения 04.20

22 Каталог: Предохранитель типа ПКТ-10
<http://nva-korenevo-ru.lgb.ru/download/catalog/catalog-pkt.pdf> дата обращения 04.20

23 Технические характеристики: Терминал защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной и воздушной линии, линии к ТСН – ЭКРА 217 0301
<https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-0301/> дата обращения 04.20

24 Технические характеристики: Терминал защит, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя – ЭКРА 217 0401
<https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-0401/> дата обращения 04.20

25 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» – Москва, 2009 – 96 с.

26 Технические характеристики: Терминал дистанционной защиты, автоматики, управления выключателем и сигнализации кабельной или воздушной линии. ЭКРА 217 0303
<https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-0303/> дата обращения 04.20

27 Технические характеристики: Терминал защит автоматики и сигнализации секции шин (трансформатора напряжения) – ЭКРА 217 1501
<https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-1501/> дата обращения 04.20

28 Технические характеристики: Защита и автоматика двух-, трехобмоточного трансформатора для схемы «Мостик» – ШЭ2607 151
<https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/transformatory/she2607-151/> дата обращения 04.20

29 Технические характеристики: Защита ошиновки – ШЭ2607 051 (051051)
<https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/shiny-i-oshinovki/she2607-051-051051/> дата обращения 04.20

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		63

30 Технические характеристики: Терминал защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации ввода на секцию с неясным резервом (для подстанций) – ЭКРА 217 0602 <https://ekra.ru/product/rza/rza-obektov-generatsii/ekra21x/ekra-217-0602/> дата обращения 04.20

31 Руководство по эксплуатации: Приемопередатчик высокочастотных защит универсальный типа ПВЗУ-Е <http://www.uenserv.ru/UPLOAD/user/doc/pvzu-e-re.PDF> дата обращения 04.20

32 Технические характеристики: Дифференциальная защита линии – ШЭ2607 091 <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/vozdushnye-i-kabelnye-linii/she2607-09x-49x/> дата обращения 04.20

33 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

34 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

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

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

37 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей в ред. Приказа Минэнерго России от 13.09.2018 N 757

38 Каталог: Устройство индикации напряжения ИН 3-10-00 УХЛ3 <https://termaenergo.ru/products/ustrojstvo-indikaczii-napryazheniya/in-3-10-00-u3/> дата обращения 04.20

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

40 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита силовых трансформаторов напряжением 35-110-220/6-10 кВ, конденсаторных батарей, электродвигателей и электротехнологических установок: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 85 с.

41 Каталог: Трансформаторы тока типа ТВ-220-I-200-0,5/10P https://cztt.nt-rt.ru/images/showcase/katalog_tw.pdf дата обращения 04.20

42 Технические характеристики: Трансформатор тока типа ТОЛ-10-2000-0,5/10P <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tol-10.html> дата обращения 04.20

43 Техническое описание и руководство по эксплуатации: Реле типа РГТ-80 <https://envolga.ru/upload/iblock/1eb/1eb4ecf41a89d4e5ca1adfed7082ff3.pdf> дата обращения 04.20

44 Руководящие указания по релейной защите, вып.9. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110-330 кВ, -М.: Энергия, 1972. - 112 с.

45 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		64

46 Расчетные характеристики воздушных линий 220 - 1150 кВ со сталеалюминиевыми проводами <https://online-electric.ru/dbase/rdrx.php> дата обращения 04.20

47 Каталог: Трансформатор напряжения типа ЗНОГ-220 https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-220-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovu дата обращения 04.20

					ПЗ-572.13.03.02.2020.091 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		65