

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, руководитель проектами

_____/_____/_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /_____
« ____ » _____ 20 ____ г.

Релейная защита и автоматика проходной подстанции 110/10 кВ

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)

ЮУрГУ – 13.04.02. 2018.000-000 ВКР

(код направления/специальности, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /_____
« ____ » _____ 2018 г.

Автор студент группы ЗФ-382М

_____/ К.А. Губчик /_____
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /_____
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

Исходные данные к работе:

Проектируемая двухтрансформаторная подстанция подключена к сети двумя воздушными линиями, выполненными проводом АС-120, как показано на рисунке 1.

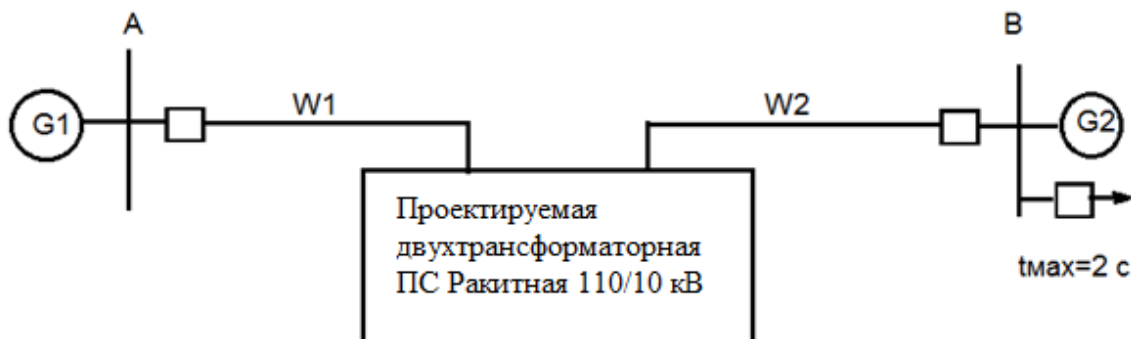


Рисунок 1 Схема подключения проектируемой ПС

В таблице 1 указаны параметры системы G1 и линии W1 и W2; данные силовых трансформаторов проектируемой ПС; параметры нагрузки, питаемой от шин НН 10 кВ проектируемой ПС. Кабельные линии питают РУ с максимальной выдержкой времени на отходящих фидерах 1,5 с. Коэффициент самозапуска нагрузки КЛ 1,6. Трансформаторы 10,5/0,4 кВ несут постоянную нагрузку.

Таблица 1

Мощность КЗ, МВА				$U_{\text{ном}},$ кВ	Параметры ВЛ		
G1		G2			Длина, км		$S_{\text{макс.в}},$ МВА
Макс.	Мин.	Макс.	Мин.		W1	W2	
600	400	750	550	110	80	20	80
Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Регулирование напряжения		$U_{\text{ном.ВН}}$	$U_{\text{ном.НН}}$	$u_{\text{к}},\%$	
ТДН	10	$\pm 9 \times 1,78\%$		115	11	10,5	
Трансформатор ТМ 10,5/0,4 кВ			КЛ				
$N_{\text{Т}}$	$S_{\text{ном}},$ МВА	$u_{\text{к}},\%$		$N_{\text{КЛ}}$	$S_{\text{н}},$ МВА	Марка КЛ	
2	0,63	6,5		7	3	3хА-70	

КЛ Камышная – 500 м

КЛ Ракитная – 3100 м

КЛ Катенино – 3000 м

КЛ Городище 1 – 1500 м

КЛ Котельная – 200 м

КЛ Городище 2 – 2300 м

КЛ Красный октябрь – 1500 м

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

АННОТАЦИЯ

Губчик К.А. Релейная защита и автоматика проходной подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, 3Ф-382м; 2018, 102 страниц, 38 иллюстрации, 40 таблиц; Библиография – 32 наименований.

В данном дипломном проекте выбраны устройства релейной защиты и автоматики для подстанции Ракитная 110/10 кВ ОАО "ФСК ЕЭС". В соответствии с исходными данными и обоснованным выбором схем главных соединений на стороне ВН и НН, а также вида и источника оперативного тока, выбор видов РЗА для всех объектов ПС производился на основании ПУЭ, НТП ФСК ЕЭС и прочей документации. Выбор типоисполнения терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы разработчика. На основании составленной схемы замещения сети определены токи КЗ, произведен расчет устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции. Осуществлена проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне ВН трансформатора 10,5/0,4 кВ. В данной работе рассмотрен вопрос подключения п/с Ракитная 110/10 кВ в сеть 110 кВ и выбран оптимальный вариант подключения. Составлен чертеж главной схемы электрических соединений подстанции, чертеж подключения терминалов защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ, трансформатора 115/11 кВ, трансформатора 10,5/0,4 кВ.

					13.04.02.2018.00.00.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Теплякова К.А.			Разработка релейной защиты и автоматики п/с Ракитная 110/10 кВ с подключением нагрузки.	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Горшков К.Е.				3	102	
Реценз.		Пестряков О.И..				ЮУрГУ кафедра ЭССиС		
Н. Контр.		Андреев А.Н.						
Утверд.		Горшков К.Е.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНА ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	8
1.1 Главная схема электрических соединений	8
1.2 Режим нейтрали	9
2 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС	10
2.1 Оперативный ток	10
2.2 Выбор АКБ	11
2.3 Мощность собственных нужд	11
2.4. Выбор трансформатора	12
3 РАСЧЕТ ТКЗ	13
3.1 Схема замещения и ее параметры	13
3.2 Расчет ТКЗ в ручном режиме	14
3.3 Расчет ТКЗ на компьютере	16
3.4 Расчет точек КЗ и режимов работы	18
4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНАХ ВН И НН	20
4.1 Нормативные требования по выбору выключателей	20
4.2 Указания по выбору выключателей	20
4.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН	21
4.4 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН	22
5 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	25
5.1 Общие требования к РЗА	25
5.2 Выбор элементной базы РЗА	26
5.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ	28
5.3.1 Силовые трансформатор ТДН-10 МВА 115/11 кВ	28
5.3.2 ВЛ 110 кВ – транзитная	30
5.3.3 Ошиновка 110 кВ	32
5.3.4 Выключатель 110 кВ	32
5.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ	33
5.4.1 Кабельная линия 10 кВ	33
5.4.2 Вводной выключатель 10 кВ	35
5.4.3 Трансформатор ТМ-630 кВА 10,5/0,4 кВ	36
5.4.4 Секционный выключатель 10 кВ	38
5.4.5 Шины 10 кВ	38
5.4.6 Ячейка трансформатора напряжения 10 кВ	39
6 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА	39

									Лист
									4
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата	3Ф-382м.00.00.ПЗ				

6.1	Выбор типоразмера исполнения терминалов РЗА 10 кВ	39
6.1.1	КЛ к ТП 10 кВ	40
6.1.2	Трансформатор ТМ-630 кВА 10,5/0,4 кВ	41
6.1.3	Секционный выключатель 10 кВ	42
6.1.4	Ввод 10 кВ	42
6.1.5	Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ	43
6.1.6	Терминал контроля напряжения (частоты) ячейки ТН 10 кВ	43
6.2	Выбор типоразмера исполнения оборудования РЗА 110 кВ	44
6.2.1	Трансформатор ТДН-16/115 кВ	44
6.2.2	Ошиновка 110 кВ	46
6.2.3	Выключатель 110 кВ	47
6.2.4	Линия 110 кВ	48
7	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА	50
7.1	Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ	50
7.1.1	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10,5/0,4 кВ	50
7.1.2	Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП	60
7.2	Расчет параметров устройств РЗА присоединений 110 кВ	67
7.2.1	Трансформатор ТДН 10000/110	68
7.2.1.1	Дифференциальная защита силового трансформатора	68
7.2.1.2	МТЗ силового трансформатора	71
7.2.1.3	Защита от перегрузки	75
7.2.1.4	УРОВ силового трансформатора	76
7.2.2	Воздушная линия 110 кВ	77
7.2.2.1	Токовая отсечка ВЛ 110 кВ	77
7.2.2.2	УРОВ ВЛ 110 кВ	78
7.2.2.3	Дистанционная защита линии 110 кВ	79
7.2.2.4	АПВ ВЛ 110 кВ	90
8	ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ ВН ТРАНСФОРМАТОРА 10,5/0,4 кВ	92
9	ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ К СЕТИ 110 кВ	95
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Графическая часть на 6 листах формата А1	

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

В системе электроснабжения, состоящей из двух питающих узлов возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: междуфазные короткие замыкания (КЗ), однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, перегрузки, качания, асинхронный режим, повышенные токи в линиях при повреждениях на стороне низшего напряжения трансформаторов приемной подстанции. Для защиты от вышеописанных ненормальных режимов работы и повреждений разработаны следующие типы защит: токовые защиты, токовые направленные защиты, дистанционные защиты, дифференциальные токовые продольные и поперечные защиты, защиты от перегрузок и т.д. Проектирование защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения. Сложностью проектирования релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Недокум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		7

1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНА ВН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

1.1 Главная схема электрических соединений

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА, соответственно изменение схемы в процессе проектирования ведет переделку как специальной, так и общей частей проекта.

В дипломном проекте мы проектируем проходную двухтрансформаторную ПС, высокая сторона которой выполнена по схеме 4Н- мостик с выключателями в цепях линий (рисунок 1.1)

В соответствии со схемами принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [5], типовыми решениями: по пункту 1.7.4 [5] для ПС Ракитная является более предпочтительной схема 4Н (рисунок 1.1).

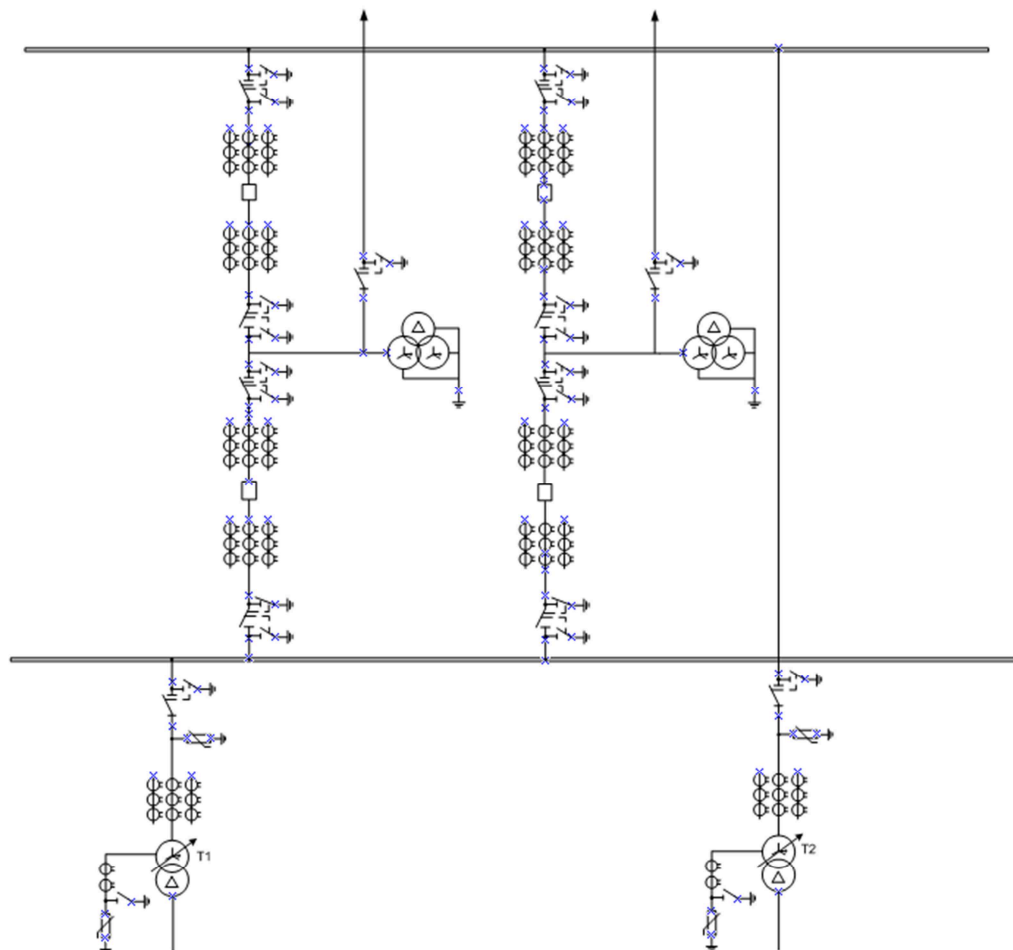


Рисунок 1.1 Схема №110-4Н

На низком напряжении (НН) ПС используется одна, секционированная выключателем система шин при двухобмоточных трансформаторах.

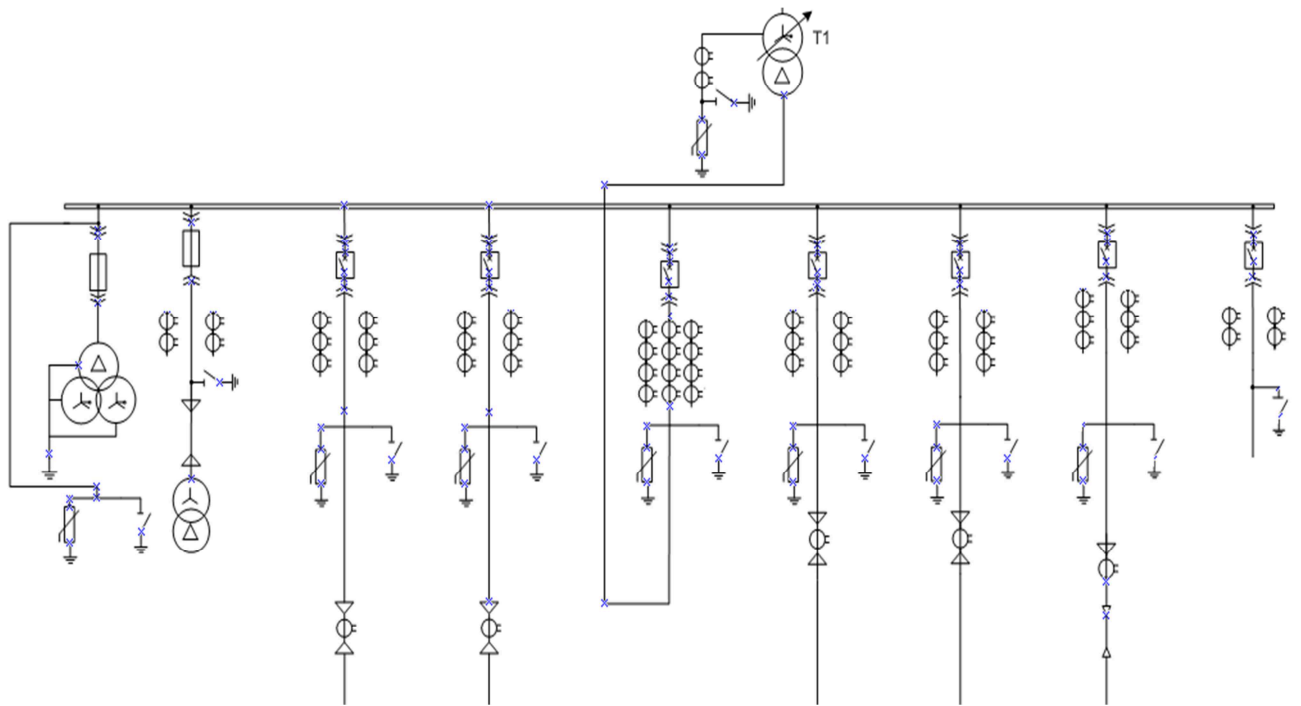


Рисунок 1.2 Схема №10(6)-1

Для электроснабжения городов, крупных предприятий в сетях 6..35 кВ используются преимущественно схемы из одной, секционированной выключателем системы шин (рисунок 1.2).

1.2 Режим нейтрали

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- сети с напряжением 110 кВ РФ принят так называемый режим эффективно-заземленной нейтрали;
- сети 6...35 кВ исполняются с изолированной нейтралью.

По пункту 5.2.1 [4]:

«Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной, или через резистор или дугогасящий реактор нейтралью».

По пункту 1.2.16 [1]:

« Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор».

В соответствии с пунктом 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

Номинальное напряжение сети, кВ.....	6	10	15-20	35 и выше
Емкостный ток замыкания на землю, А.....	30	20	15	10

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

На стадии проектирования, ориентировочный расчет величины суммарного емкостного тока замыкания на землю может быть выполнен по формуле:

$$I_{c\Sigma} = N \cdot n \cdot L \cdot k; \quad (1)$$

где N – количество кабельных линий, отходящих от шин НН проектируемой ПС;

n – количество параллельных цепей в КЛ;

L – длина КЛ в км;

k – удельное значение емкостного тока А/км КЛ, зависящее от напряжения сети и сечения жил КЛ (табл. 1.3).

$$I_{c\Sigma} = 3 \cdot (0,6 + 1,1 + 0,7 + 0,5 + 1 + 1,2 + 0,9 + 1,3 + 1) \cdot 0,8 = 18,92 \text{ А.}$$

Таблица 1.3

Сечение жил КЛ, мм ²	Уд. значение емкостного тока КЛ, А/км
	10 кВ
16	0,55
25	0,65
35	0,72
50	0,80
70	0,92
95	1,04

Вывод: т.к. посчитанный мной суммарный емкостной ток с 10% погрешностью <20, то компенсация не требуется.

2 ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС

2.1 Оперативный ток

При проектировании РЗА ПС необходимо учитывать:

1) вид оперативного тока (ОТ);

2) источник ОТ

2.1) количество;

2.2) тип;

2.3) мощность;

2.4) место подключения.

Требования к ОТ изложены в НТП [4] и ПоТП [3].

Рассмотрим реализацию системы ОТ на ПС со стороны ВН 110кВ и стороной НН 10 кВ.

В соответствии с пунктом 6.1.1 [4] на всех ПС (до 220 кВ включительно) необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

(ТСН). Для РУ с одной не секционированной системой шин питание второго ТСН осуществляется от местной сети.

В соответствии с пунктом 6.1.2 [4] мощность ТСН должна быть не более 630 кВт·А.

В соответствии с пунктом 6.1.5 [4] на ПС с системой оперативного постоянного тока (СОПТ) ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам НН 6...35 кВ.

В соответствии с пунктом 2.3.5.2 [3] на ПС 110 кВ и выше должен применяться постоянный ОТ.

2.2 Выбор АКБ

Максимальный ток разряда:

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{врем}} + I_{\text{эл.маг.2х выкл ВН}} \quad (2)$$

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;

$I_{\text{эл.маг.2х выкл ВН}}$ - ток потребления эл.магнитного выкл. для эл.газ.выкл. 110-220 кВ - 12 А на фазу, итого $12 \cdot 3 \cdot 2 = 72$ А;

Итого: $I_{\text{макс}} = 25 + 75 + 72 = 172$ А.

Выбираем батарею Varta Vb-2305-195.

2.3 Мощность собственных нужд

Определим нагрузку собственных нужд ПС 110 кВ в таблице 2.

Таблица 2

Оборудование	Количество	Потребление нагрузки одного объекта, кВт	Общая нагрузка, кВт
Охлаждение трансформатора	2	34,8	69,6
Подогрев выключателя	4	11,3	45,2
Подогрев ячейки КРУ. Количество ячеек КРУ на НН ПС:			
-Линии	9		
-ВВ	2		
-СВ, СР	2		
-ТН	2		
-НОТ	0		
-ТСН	2		
Всего	17	1	17
Отопление в освещении ОПУ	1	80	80

										Лист
										11
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата	3Ф-382м.00.00.ПЗ					

Продолжение таблицы 2

Освещение, вентиляция ЗРУ	1	7	7
Освещение ОРУ	1	5	5
Потребление шкафов РЗА ВН:			
-шкаф ошиновки ШЭ2607 051051	1	0,02	0,02
-шкаф тр-ра ШЭ2607 153	2	0,04	0,08
-шкаф АУВ ШЭ2607 019	4	0,02	0,08
-шкаф ОЗЛ ШЭ2607 092	2	0,02	0,04
-шкаф АУВ ШЭ2607 021	2	0,02	0,04
Всего	11		0,26
Потребление терминалов КРУ:			
-терминал СВ БЭ2502А02	1		
-терминал ВВ БЭ2502А03	2		
-терминал КЛ БЭ2502А01	2		
-терминал тр-ра 10,5/0,4 БЭ2502А01	4		
-терминал ЭД БЭ2502А07	4		
-терминал ЗДЗ ОВОД-МД	1		
-терминал ТН БЭ2502А04	2		
-терминал АЧР/ЧАПВ БЭ2502А11	2		
Всего	18	0,02	0,36
Итого			224,4

Выбираем ТСН ТМ 250

В соответствии с пунктом 6.1.2 [4] мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВ·А.

По каталогу завода-изготовителя трансформаторов фирмы ОАО«Электрозавод» [7] выбираем ТСН ТМ 250.

Выбор предохранителя.

Выбор предохранителя производим по директивным материалам [14]. Для моего трансформатора выбираем ПКТ-102-10-40-31,5.

2.4 Выбор трансформаторов

Выберем силовой трансформатор.

Суммарная нагрузка:

$$S_H = N_T \cdot S_{T.HH} + \frac{N_{Эд} \cdot P_{Эд}}{\eta \cdot \cos\varphi} + N_{кл} \cdot S_{кл}; \quad (3)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		12

$$S_H = 2 \cdot 630 + 500 + 3000 + 1500 + 200 + 2300 + 1500 + 3100 + 1800 \\ = 13800 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность одного трансформатора ПС должна быть больше:

$$S_{\text{т.вн}} \geq \frac{S_H}{1,4} = \frac{13800}{1,4} = 9929 \text{ кВА.} \quad (4)$$

По ряду номинальных мощностей ГОСТ 9680-77 выбираем ближайшее большее значение мощности.

В соответствии с пунктом 2.3.3.1 [3]:

«Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройствами РПН и иметь не менее четырех встроенных трансформаторов тока».

Данные по трансформаторам 110 кВ смотрим в ГОСТ 12965-85, для моего трансформатора 110 кВ с РПН $S_{\text{т.вн}} = 10000 \text{ кВА}$.

По каталогу завода-изготовителя трансформаторов ОАО «Электrozавод» [7] выбираем двухобмоточный трансформатор на класс 110 кВ с РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$ ТДН-10000/110 У1, у которого:

$$U_{\text{н.вн}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{н.нн}} = 11 \text{ кВ}; U_{\text{к}}, \% = 10,5; Y_{\text{н}}/\Delta-11$$

Выберем трансформатор на НН с номинальной мощностью 630 кВА.

По каталогу завода-изготовителя трансформаторов ОАО «Электrozавод» [7] выбираем двухобмоточный трансформатор на класс 10 кВ ТМ 630/10-У1 с ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$, у которого:

$$U_{\text{н.вн}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{н.нн}} = 0,4 \text{ кВ}; U_{\text{к}}, \% = 10,5; Y/Y_{\text{н}}-0$$

3 РАСЧЕТ ТКЗ

3.1 Схема замещения и ее параметры

Достоверные данные расчета ТКЗ чрезвычайно важны при проектировании РЗА, так как по ТКЗ максимального режима рассчитываются параметры некоторых видов защит, а по ТКЗ минимального режима определяются коэффициенты чувствительности, по которым осуществляется проверка нормативных показателей технического совершенства и надежности функционирования. Специалист-проектировщик должен не только уметь оценить достоверность информации по расчету ТКЗ, но и самостоятельно находить их значения.

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [11];

РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов КЗ и выбору оборудования [12].

Исходные данные для расчета представлены на рисунке 3.1.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

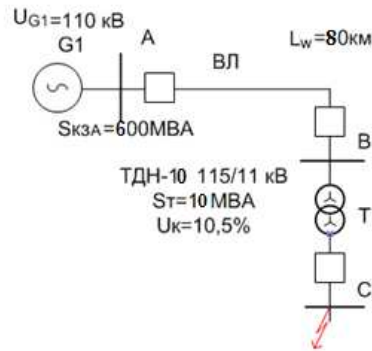


Рисунок 3.1 Расчетная схема для определения ТКЗ

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рисунке 3.2.

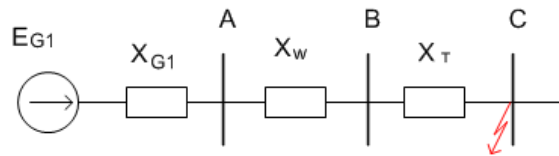


Рисунок 3.2 Схема замещения

3.2 Расчет ТКЗ в ручном режиме

По ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 28249-93 ЭДС системы принимается равным среднему номинальному напряжению сети (таблица 3.1).

Таблица 3.1

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	0,38	6,0	10,0	35,0	110	220
$U_{\text{СР.НОМ}}$, кВ	0,4	6,3	10,5	37,0	115	230

Сопротивление системы:

$$X_{G1} = \frac{U_{\text{ср.}G1}^2}{S_{\text{кз.}A}}; \quad (5)$$

где $U_{\text{ср.ном}} = 115$ кВ – среднее номинальное напряжение сети для 110 кВ.

$$X_{G1} = \frac{115^2}{600} = 22,04 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$X_w = 0,4 \cdot L_w = 0,4 \cdot 80 = 32 \text{ Ом.} \quad (6)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		14

Так как точка КЗ расположена на другой ступени напряжения, необходимо привести ЭДС, сопротивление системы и сопротивление линии к напряжению места КЗ 10 кВ. Найдем коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{ср.Г1}}}{U_{\text{ср.НН}}}; \quad (7)$$

где $U_{\text{ср.НН}} = 11$ кВ – среднее номинальное напряжение для сети 10 кВ на стороне НН ПС для трансформатора ТДН 10.

$$K_T = \frac{115}{11} = 10,455.$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{G1(\text{НН})} = \frac{E_{G1}}{K_T} = \frac{115}{10,455} = 11 \text{ кВ}. \quad (8)$$

Сопротивление системы, приведенное к стороне НН:

$$X_{G1(\text{НН})} = \frac{X_{G1}}{(K_T)^2} = \frac{22,04}{10,455^2} = 0,202 \text{ Ом}; \quad (9)$$

Сопротивление ВЛ, приведенное к стороне НН:

$$X_{w(\text{НН})} = \frac{X_w}{(K_T)^2} = \frac{32}{10,455^2} = 0,293 \text{ Ом}; \quad (10)$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{T(\text{НН})} = \frac{X_w}{(K_T)^2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ном.Т.НН}})^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{11^2}{10} = 1,271 \text{ Ом} \quad (11)$$

Составляющая трехфазного ТКЗ на шинах НН ПС от системы:

$$I_{\text{кз.Г1}}^{(3)} = \frac{E_{G1(\text{НН})}}{\sqrt{3} \cdot (X_{G1(\text{НН})} + X_{w(\text{НН})} + X_{T(\text{НН})})}; \quad (12)$$

Выполним подстановку и получим:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$I_{кз.G1}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot (0,202 + 0,293 + 1,271)} = 3,77 \text{ кА}$$

3.3 Расчет ТКЗ на компьютере

Проектными организациями для автоматизации расчетов ТКЗ используются специализированные программы. В курсовом и дипломном учебном проектировании доступна прикладная программы ТОКО, разработки кафедры ЭССиС ЮУрГУ.

Для сравнения ручного и машинного расчетов определим в программе ТОКО ТКЗ из рассмотренного выше примера, учитывая те же допущения.

Создав в окне программы схему замещения (рисунок 3.3), настроим параметры элементов.

Энергосистема:

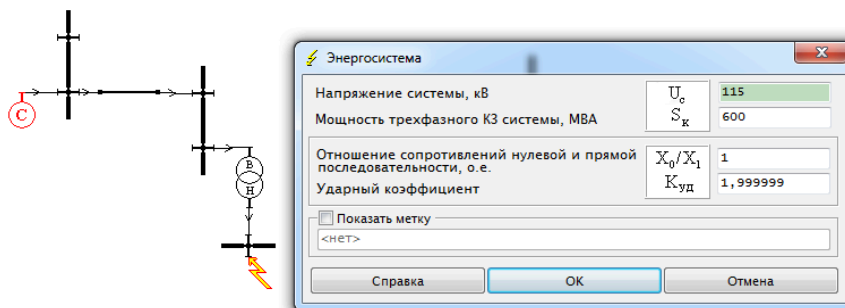


Рисунок 3.3 Схема замещения и параметры энергосистемы

Линия:

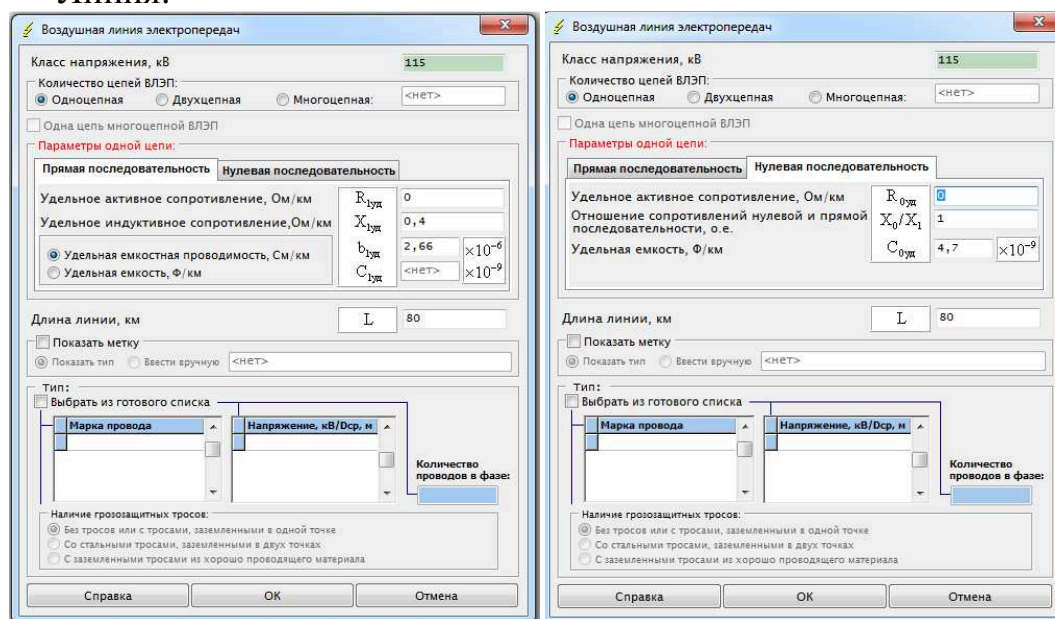


Рисунок 3.4 Параметры прямой и нулевой последовательности ВЛ

Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Трансформатор:

Двухобмоточный трансформатор

Номинальная мощность, МВА: $S_{ном}$ 10

Номер установленной отпайки (ступени): N

Отношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности, о.е.: Z_0'/Z_1 1

Режим группы однофазных автотрансформаторов

Обмотка ВН: $U_{номВН}$ 115 кВ

Обмотка СН: $U_{номСН}$ <нет> кВ

Обмотка НН: $U_{номНН}$ 11 кВ

Схема: $Y \Delta Y$ Группа В-С: <нет> Группа В-Н: <нет>

$Z_{НОм}$ 0 +j 0 $Z_{НОм}$ <нет> +j <нет> $Z_{НОм}$ <нет> +j <нет>

Напряжения короткого замыкания:

Между обмотками В-С, %: $U_{кв-с}$ <нет>

Между обмотками В-Н, %: $U_{кв-н}$ 10,5

Между обмотками С-Н, %: $U_{кс-н}$ <нет>

Между обмотками Н1-Н2, %: $U_{кн1-2}$ <нет>

Потери короткого замыкания:

Для обмоток В-С, кВт: $\Delta P_{кв-с}$ <нет>

Для обмоток В-Н, кВт: $\Delta P_{кв-н}$ 0

Для обмоток С-Н, кВт: $\Delta P_{кс-н}$ <нет>

Для обмоток Н1-Н2, кВт: $\Delta P_{кн1-2}$ <нет>

Режим регулирования:

РПН и ПБВ

Обмотка: ВН

Диапазон: Ступени: + <нет> % + <нет> - <нет> % - <нет>

Показать метку

Показать тип Ввести вручную <нет>

Тип: Выбрать из списка

Тип трансформатора/автотрансформатора/АТГ

OK Отмена Справка

Рисунок 3.5 Параметры трансформатора

Результат расчет представлен на рисунке 3.6 и полностью соответствует ручному расчету.

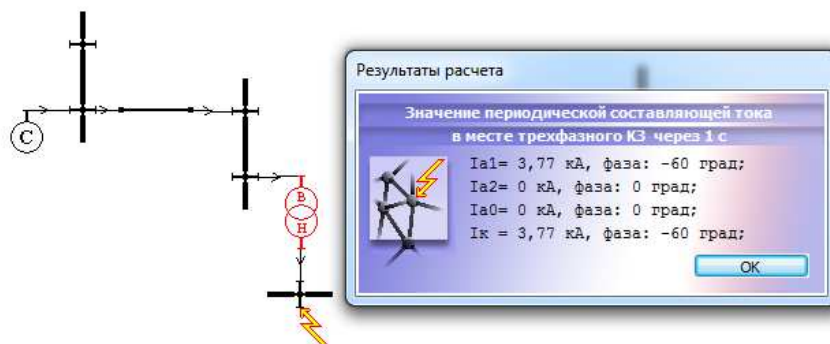


Рисунок 3.6 Результат расчета ТКЗ

Фактически, программа ТОКО позволяет рассчитывать ТКЗ с существенно меньшей погрешностью, чем приведенный ориентировочный. Для повышения точности учитываются активные сопротивления ВЛЭП и трансформаторов, учитывается наличие отпайк у трансформаторов. Удобно применять готовые наборы параметров элементов из библиотек.

Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата

3.4 Расчет точек КЗ и режимов работы

ТКЗ и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) ПС, ТП. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Рассмотрим составление расчетной схемы для определения ТКЗ и выбор мест КЗ проходной двухтрансформаторной ПС. От шин НН отходит КЛ, выполненная тремя параллельными цепями к ТП рисунок 3.7.

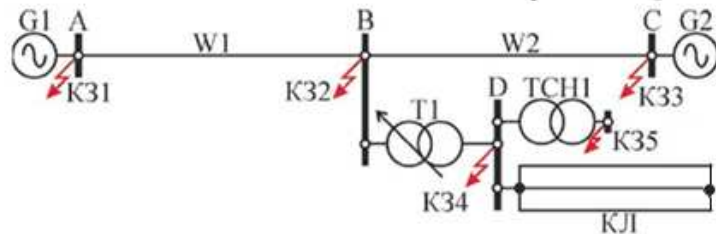


Рисунок 3.7 Расчетная схема ТКЗ для проходной ПС

В таблице 3.2 приведен расчет ТКЗ проходной ПС в программе ТОКО.

Таблица 3.2

Режим работы энергосистемы	K31, кВ	K32, кВ	K33, кВ	K34, кВ	K35, кВ
Минимальный режим	3,045	2,092	3,67	4,535	6,873
Максимальный режим	4,164	3,819	4,836	4,654	9,538

Рассчитаем ТКЗ в ТОКО для выбора и проверки оборудования на стороне ВН и НН ПС. Расчетная схема с данными для расчета ТКЗ представлены на рисунке 3.8.

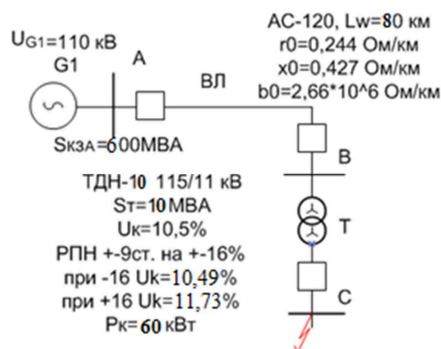


Рисунок 3.8 Расчетная схема с данными для расчета ТКЗ

Создав схему замещения в программе ТОКО и настроив параметры элементов, при КЗ на стороне НН получаем рисунок 3.9:

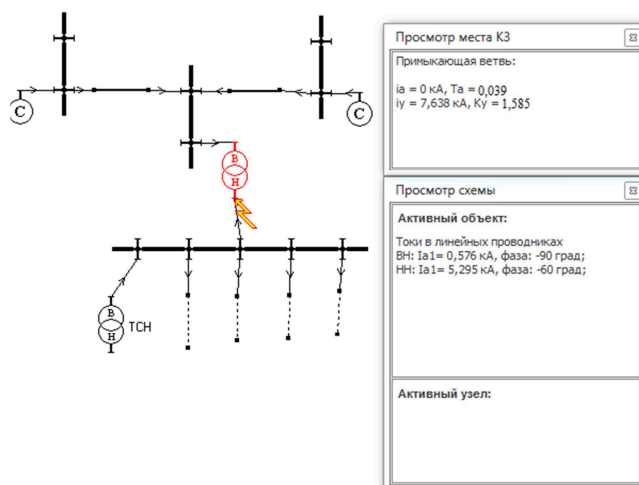


Рисунок 3.9 Схема замещения и расчет точки КЗ при работе на отпайке -9 (максимальный режим)

При работе на отпайке минус 9 точка КЗ за трансформатором (для максимального режима):

$$I_{п.0} = 5,295 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,039 \text{ с};$$

$$I_y = 7,638 \text{ кА};$$

$$K_y = 1,585.$$

При КЗ на стороне ВН (для максимального режима):

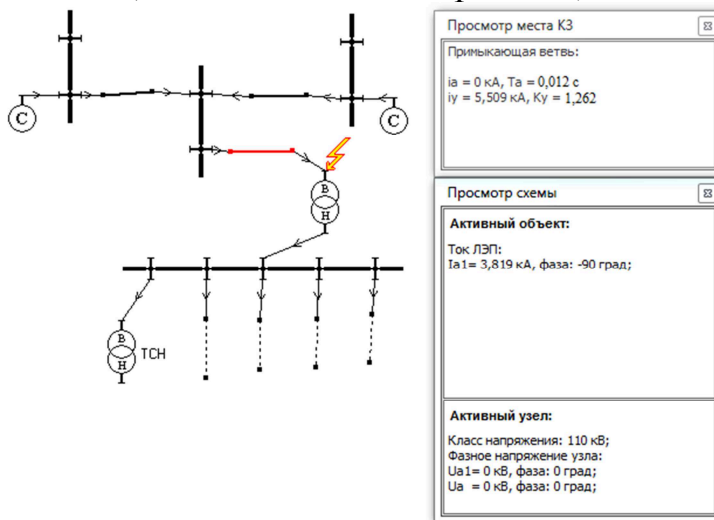


Рисунок 3.10 Схема замещения и расчет точки КЗ при работе на ВН

$$I_{п.0} = 3,819 \text{ кА};$$

$$T_a = 0,012 \text{ с};$$

$$I_y = 5,509 \text{ кА};$$

$K_y=1,262$.

При КЗ на стороне ВН (для минимального режима):

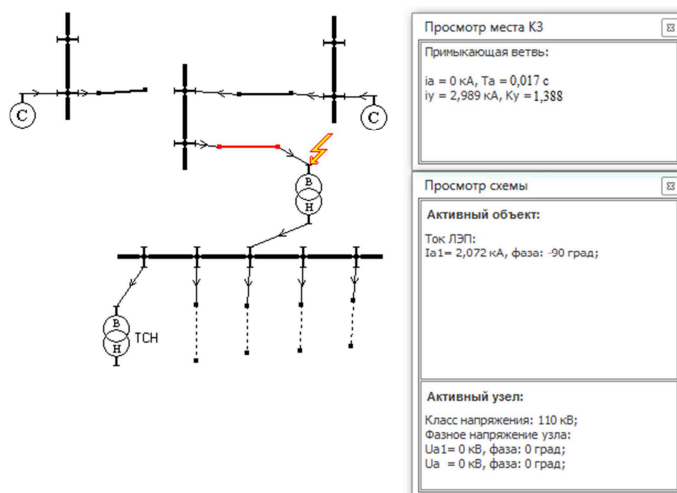


Рисунок 3.11 Схема замещения и расчет точки КЗ при работе на ВН (минимальный режим)

При точке КЗ на стороне ВН:

$I_{п.0}=2,072$ кА;

$T_a=0,017$ с;

$I_y=2,989$ кА;

$K_y=1,388$.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНАХ ВН И НН

4.1 Нормативные требования по выбору выключателей

ПоТП [3] – 2.3.3.2:

В сети 110 кВ и выше следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые, допускается применение вакуумных, а также выключателей-разъединителей.

В КРУ и ЗРУ 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели или элегазовые.

НТП ПС [4]:

4.12- В ОРУ 110 кВ и выше следует предусматривать элегазовые выключатели.

4.11- В РУ 6-10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

4.2 Указания по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ, согласно стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС»

Для выбора проверки электрических аппаратов необходимо рассчитать:

1. Максимальный рабочий ток через выключатель – $I_{раб.макс}$;

										Лист
										20
Изм.	Лист	Докум.	Подпись	Дата						

Для проходной – на стороне ВН по максимальной проходной мощности;

-ВВ ПС по $1,4 S_{\text{ном.т}}$;

-СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ - $I_{\text{п.0}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима);

3. Ударный ток КЗ $-i_{\text{уд}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима или $i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п.0}}$, где ударный коэффициент выбирается по ГОСТ 27514-87).

4. Аperiodическую составляющую тока КЗ в момент времени $t = i_{\text{а.т}}$:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_{\text{а}}}\right)}; \quad (13)$$

где $T_{\text{а}}$ по расчету ТОКО для максимального режима;

$t = 0,01 + t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя по каталогу.

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}); \quad (14)$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения выключателя;

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в.}}; \quad (15)$$

где $t_{\text{р.з.макс}}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне ВН до 1с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3с.

Определение максимального тока КЗ через выключатель и разъединитель на стороне ВН.

Для проходной ПС схемы мостик выключатели и разъединители выключателей проверяются по максимальному из токов КЗ от системы 1 и 2, разъединители трансформаторов проверяются по суммарному току КЗ систем.

4.3 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Трансформатор ТДН 10000 115/11 кВ: намечаем к установке на сторону ВН ПС выключатель элегазовый баковый DT1-145 компании Alstom Grid [10].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен на стороне ВН максимальной проходной мощности:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_{\text{макс,в}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ кВ}} = 420 \text{ А}; \quad (16)$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока 3х фазного КЗ на стороне ВН ПС- $I_{\text{п.0}} = 3,819 \text{ кА}$ (по расчету в ТОКО);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС- $i_{\text{у}} = 5,509 \text{ кА}$;

										Лист
										21
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата						

3Ф-382м.00.00.ПЗ

4. Аперриодическую составляющую тока КЗ на стороне ВН ПС в момент времени $t=i_{a,t}$, по формуле (13):

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 3,819 \cdot e^{(-0,06/0,012)} = 0,036 \text{ кА};$$

где $T_a=0,012$ с (по расчету в ТОКО);

$t=0,01+t_{c,v}=0,01+0,05$ (по тех.док. на выключатель [10])= $0,06$ с.

5. Тепловое воздействие ТКЗ по формуле (14):

$$B_k = 3,819^2 \cdot (1,055 + 0,012) = 15,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $t_{откл}=t_{p.z.макс} + t_{o.v.} = 1 + 0,055 = 1,055$ с.

Таблица 4.1

Параметр	Расчет	Тех.данные
$I_{раб.макс}, А$	420	$I_{ном}=1000$
$I_{п.о.}, кА$	3,819	$I_{ном.откл}=20$
$i_{уд}, кА$	5,509	$I_{эл.дин.стойк}=108$
$I_{a.t.}, кА$	0,036	$(40\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{ном.откл}=11,31$
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	15,56	$I_{терм.стойк}^2 t_{терм.стойк} = 50^2 \cdot 3 = 7500$

Установим разъединитель серии S2DA123 компании Alstom Grid.

Таблица 4.2

Параметр	Расчет	Тех.данные
$I_{раб.макс}, А$	420	630
$I_{п.о.}, кА$	3.819	-
$i_{уд}, кА$	5,509	$I_{эл.дин.стойк}=160$
$I_{a.t.}, кА$	0,036	-
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	15,56	$63^2 \cdot 1 = 3963$

4.4 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН ПС

На рисунке 4 приведена схема НН ПС- первая секция, так как вторая секция будет аналогична. На данной стороне нам надо выбрать 3 выключателя.

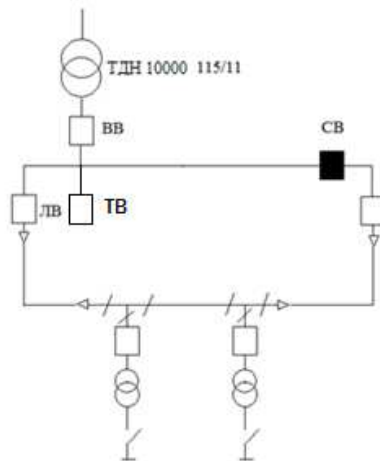


Рисунок 4 Схема стороны НН ПС- 1 секция

На место вводного выключателя намечаем к установке КРУ серии РХ12 компании Alstom Grid с вакуумными выключателями HVX17.

Проверим ячейку КРУ и выключатель 10 кВ НН ПС.

1. Максимальный рабочий ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{k_n \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН ПС}}}; \quad (17)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot 10 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 808 \text{ А.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока 3х фазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС- $I_{п.0}=5,295$ кА (по расчету в ТОКО);

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС- $i_y=7,638$ кА;

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t= i_{a.t}$, по формуле (13):

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 5,295 \cdot e^{\left(\frac{-0,065}{0,039}\right)} = 3,417 \text{ кА};$$

где $T_a=0,039$ с (по расчету в ТОКО);

$t=0,01+t_{c.v}=0,01+0,055$ (по тех.док. на выключатель [9]) $=0,065$ с;

5. Тепловое воздействие ТКЗ(по формуле 14):

$$B_K = 7,638^2 \cdot (3,065 + 0,039) = 181,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $t_{\text{откл}}=t_{p.z.\text{макс}} + t_{o.v.} = 3 + 0,065 = 3,065$ с.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		23

Выберем трансформаторы на ТП.

Мощность одного трансформатора ТП должна быть больше:

$$S_{T.HH} \geq S_H / 1,4 = 3000 + 2300 / 1,4 = 3786 \text{ кВА.}$$

По ряду номинальных мощностей ГОСТ 9680-77 выбираем ближайшее большее значение мощности.

По каталогу завода-изготовителя трансформаторов ООО «Энергопром» [13] выбираем силовой трансформатор на класс напряжения 10 кВ ТМН-4000/10 с РПН.

На место линейного выключателя выбираем к установке КРУ серии РХ12 компании Alstom Grid с вакуумными выключателями HVX17, как и для вводного выключателя.

Максимальный рабочий ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{k_n \cdot S_{T.TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН ПС}}} = \frac{1,4 \cdot 2,5 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 312 \text{ А;} \quad (18)$$

На место секционного выключателя выбираем к установке КРУ серии РХ12 компании Alstom Grid с вакуумными выключателями HVX17, как и для вводного выключателя.

Максимальный рабочий ток на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot S_{\text{нагр.}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН ПС}}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 13800 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 398 \text{ А;} \quad (19)$$

Проверим выключатели на НН (таблица 4.3).

Таблица 4.3

Параметр	ВВ	ЛВ	СВ	ТВ
$I_{\text{раб. макс}}$	808	312	398	50
$I_{\text{ном}}$	2500	2500	2500	630
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	5,295	5,295	5,295	7,729
$I_{\text{ном.откл}}$	31,5	31,5	31,5	31,5
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	7,638	7,638	7,638	19,515
$I_{\text{эл.дин.стойк}}$	80	80	80	80
$I_{\text{а.т.}}, \text{кА}$	3,417	3,417	3,417	2,67
$(40\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}}$	17,82	17,82	17,82	17,82
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	181,08	181,08	181,08	185,13
$I_{\text{тер. стойк}}^2 t_{\text{тер. стойк}}$	992	992	992	992

Проверка ячеек КРУ (таблица 4.4).

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		24

Таблица 4.4

Параметр	ВВ	ЛВ	СВ	ТВ
$I_{\text{раб. макс}}$	808	312	398	50
$I_{\text{ном}}$	2500	2500	2500	630
$i_{\text{уд, кА}}$	7,638	7,638	7,638	19,515
$I_{\text{эл. дин. стойк}}$	80	80	80	80
$W_{\text{к, кА}^2 \cdot \text{с}}$	181,08	181,08	181,08	185,13
$I_{\text{тер. стойк}}^2 t_{\text{тер. стойк}}$	992	992	992	992

5 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

5.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПоТП [3]:

Надежная работа РЗА обеспечивает:

- Сохранение устойчивой работы энергосистемы;
- Снижение ущерба при повреждении оборудования;
- Снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется:

- Техническими средствами;
- Идеологией построения;
- Системой эксплуатации.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - Снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - Выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - Повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - Совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;
 - Снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.
 - Выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
 - Сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;

					<i>Лист</i>
					25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	

3Ф-382м.00.00.ПЗ

- Повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП.

Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

- Обеспечение резервирования РЗА. Развитие сетей, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшают условия дальнего резервирования. В этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;
- Обеспечение функции УРОВ, в том числе присоединении 6-35 кВ.

Техническая политика в области эксплуатации РЗА направлена на решение следующих задач:

- Внедрение РЗА, позволяющих снижать эксплуатационные затраты;
- Переход от периодического тех.обслуживания РЗА к ТО РЗА по состоянию;
- Создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния РЗА;
- Поддержание эл.маг.обстановки, гарантирующей нормальное функционирование МП РЗА.

Устройства РЗА должны регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа.

Устройства РЗА должны определять места повреждения, (включая режим ОЗЗ в сети 6-35 кВ).

Дальнейшее развитие системы РЗА п.2.3.9.4

- Внедрение высоковольтных цифровых трансформаторов тока и напряжения;
- Внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
- Внедрение устройства РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий протоколы цифрового обмена данными между устройствами различного назначения и разных изготовителей;
- Внедрение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА;
- Создание «цифровых подстанций», позволяющих получить ряд преимуществ:
 - Снизить затраты на кабельные вторичные цепи;
 - Повысить помехозащищенность;
 - Упрощение и удешевление конструкции МП РЗА, за счет отсутствия АЦП;
 - Упрощение взаимозаменяемости устройства РЗА, в том числе и от разных изготовителей;
 - Упрощение эксплуатации и обслуживания;
 - Унификация процессов проектирования, внедрения и эксплуатации.

5.2 Выбор элементной базы РЗА

Все устройства РЗА можно разделить на три поколения в зависимости от элементной базы, т.е. от типов применяемых реле и от принципов их действия.

Первое поколение устройств РЗА выполняется на основе современных

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Недокум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

электромеханических реле: электромагнитных, индукционных, магнитоэлектрических. На первом поколении могут быть выполнены как отдельные элементы (реле) РЗА, например реле тока РТ-40, реле времени РВ-100, реле повторного включения, РПВ-58, так и комплектные устройства РЗА, например панель резервной защиты ВЛ 110–220 кВ ЭПЗ-1636. В энергосистеме Челябинской области основная масса устройств РЗА относится к первому поколению.

Второе поколение устройств РЗА выполняется на базе электронных устройств с применением интегральных микросхем (ИМС). Ко второму поколению можно отнести как отдельные устройства РЗА, например реле статического тока РСТ-11, реле времени РВ-01, так и комплектные устройства РЗА, например шкаф резервной защиты линий 110–220 кВ ШДЭ-2802.

Устройства РЗА на ИМС имеют некоторые параметры намного лучшие, чем электромеханические устройства первого поколения: лучшую сейсмостойкость, лучшую стабильность выдержек времени, меньшую потребляемую мощность от ТТ и ТН, большую чувствительность, большее быстродействие, функциональный самоконтроль и тестовый контроль исправности. В энергосистеме Челябинской области устройства РЗА второго поколения имеются пока в ограниченном количестве.

Третье поколение – микропроцессорные (МП) устройства РЗА. МП устройства имеют очень большие возможности, которые определяются, в основном, программой работы МП устройства.

Принципиальным отличием МП устройств от электромеханических и от электронных является возможность выполнения одним МП устройством множества различных функций РЗА: автоматике управления выключателем, комплектом РЗ защищаемого объекта, комплектом автоматики (АПВ, АВР) управляемого объекта, УРОВ, определение места повреждения (ОМП), аварийного осциллографа, регистратора событий.

Все МП устройства РЗА имеют возможность подключения к локальной компьютерной сети и обеспечивают выдачу в сеть всей имеющейся в них информации, являясь нижним уровнем АСУ ТП.

Единственный существенный недостаток МП устройств третьего поколения – высокая стоимость, требующая существенных затрат на создание (реконструкцию) системы РЗА ПС.

Выбор поколения устройств РЗА на стадии проектирования заключается в выполнении требований заказчика. Требования устройствам РЗА устанавливаемых на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» изложены в [3]:

- снижение времени отключения КЗ за счет повышения быстродействия устройств РЗ;
- выявление повреждения элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения РЗА;

- повышение надежности функционирования за счет встроенной в устройства непрерывной диагностики;
- возможность получения практически любых форм характеристик устройств РЗА;
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА;
- сокращения времени принятия решений оперативным персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности её представления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений;
- переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию;

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, реализованных на МП элементной базе.

5.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

Выбор видов РЗА для стороны ВН ПС осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ, НТП ПС и типовым требованиям [6].

5.3.1 Силовые двухобмоточные трансформаторы ТДН-10 МВА 115/11 кВ

Рассмотрим выбор видов РЗА для силовых двухобмоточных трансформаторов 110/10 кВ, мощностью 10 МВА включенных на стороне ВН через два выключателя (рисунок 5.1).

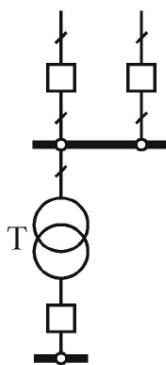


Рисунок 5.1 Включение трансформаторов на стороне ВН по схеме 4-угольник

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] для двухобмоточных трансформаторов мощностью свыше 6,3 МВА напряжением стороны ВН 110...220 кВ необходимо предусмотреть защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах;

- однофазных КЗ в обмотке и на выводах ВН (присоединенных к сети с глухо или эффективно заземленной нейтралью);
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- ОЗЗ на стороне НН (с изолированной или компенсированной нейтралью), если трансформатор питает сеть, в которой отключение ОЗЗ необходимо по требованиям безопасности. В нашем случае от данного вида повреждений защищать трансформатор не требуется.

В соответствии с пунктом 3.2.53 [1] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле.

Так как все современные мощные трансформаторы напряжением 110 кВ оснащены устройством РПН, то для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [1] на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, действующая на отключение всех выключателей трансформатора.

В соответствии с пунктом 3.2.55 [1] ДЗТ должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

ДЗТ должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

В соответствии с пунктом 3.2.59 [1] на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ предусматривается МТЗ с комбинированным пуском напряжения или без него (если обеспечивается нормативная чувствительность).

В соответствии с пунктом 3.2.60 [1] МТЗ от внешних многофазных КЗ на двухобмоточных трансформаторах следует устанавливать со стороны основного питания.

В соответствии с пунктом 3.2.63 [1] при необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах на трансформаторах должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

от внешних замыканий на землю подсоединенная со стороны заземленной обмотки.

В соответствии с пунктом 3.2.69 [1] на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более следует предусматривать ЗП, с действием на сигнал на ПС с постоянным дежурством персонала.

В соответствии с пунктом 3.3.61 [1] трансформаторы с РПН должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

В соответствии с пунктом 3.2.18 [1] на выключателях 110 кВ и выше предусматриваются устройства УРОВ.

Рассмотрим требования НТП ПС к РЗА трансформаторов с обмоткой ВН 110...220 кВ.

В соответствии с пунктом 9.7.1 [4] на трансформаторе должны быть предусмотрены следующие защиты:

- один комплект ДЗТ;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйного реле;
- резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжения;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

В соответствии с пунктом 9.8.4 [4] при наличии ошиновки на стороне ВН трансформатора её защита выполняется в виде ДЗО с устройством контроля исправности цепей переменного тока.

В таблице 5.2 рассмотрим виды РЗА силового трансформатора ТДН-10000/110

Таблица 5.2

Виды РЗА	Использование	Примечание
МТЗ	трехфазное, трехрелейное	$t_{в} = \text{const}$
ДЗТ	трехфазное, трехрелейное	с торможением
ГЗ	реализовано газовым реле РГТ-80	2 ступени: 1) на сигнал 2) на отключение
СЗ	реализовано струйным реле РСТ-25	2 ступени: 1) на сигнал 2) на отключение
ЗП	двухфазное, трехрелейное	на сигнал, $t_{в} = \text{const}$

5.3.2 ВЛ 110 кВ - транзитная

Рассмотрим выбор видов РЗА для ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием отходящих от ГПП по схеме четырехугольник (рисунки 5.2).

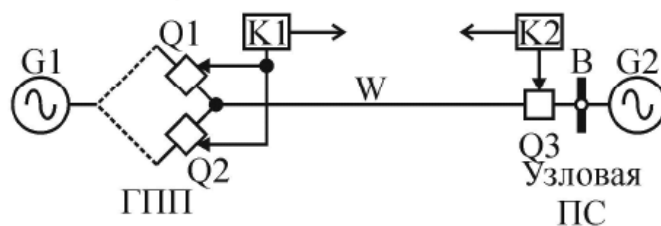


Рисунок 5.2 Подключение одной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием отходящей от ГПП по схеме четырехугольник

В соответствии с пунктом 3.2.106 [1] для линий в сетях 110..220 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [1] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

В соответствии с пунктом 3.2.108 [1] для сетей 110...220 кВ необходимость применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии определяется с учетом требований сохранения устойчивости работы энергосистемы.

В учебном проектировании примем, что на ВЛ с двусторонним питанием (см.рисунок 2.6) требуется установка защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В соответствии с пунктом 3.2.111 [1] на одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, должна быть применена ДЗ (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной.

В соответствии с пунктом 3.2.115 [1] в качестве основных защит одиночных линий с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты.

В соответствии с пунктом 3.2.116 [1] при выполнении основной защиты по 3.2.115 в качестве резервных защит следует применять:

- от многофазных КЗ, как правило, ДЗ, преимущественно трехступенчатые;
- от замыканий на землю ступенчатые ТНЗНП.

В соответствии с пунктом 9.9.1 [4] на ВЛ с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

В соответствии с пунктом 9.9.2 [4] в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ).

В соответствии с пунктом 9.9.4 [4] комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗНП.

В соответствии с пунктом 9.10 [4] на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с двусторонним питанием с однократным действием.

В таблице 5.3 рассмотрим виды РЗА ВЛ 110 кВ.

Таблица 5.3

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	трехфазное, трехрелейное	дополнительная защита
ДЗЛ+КСЗ	трехфазная	основная защита
ДЗ	трехступенчатая	резервная защита
ТНЗНП	4хступенч	однократное действие

5.3.3 Ошиновка 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.121 [1] в качестве защиты сборных шин электростанций и ПС 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса.

В соответствии с пунктом 3.3.24 [1] АПВ шин ПС при наличии специальной защиты шин и выключателей, допускающих АПВ должно выполняться автоматической сборкой схемы. Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ (т.н. очувствление ДЗШ).

В соответствии с пунктом 9.8.2 [4] защита шин ОРУ 110...220 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты.

В таблице 5.4 рассмотрим виды РЗА ошиновки 110 кВ.

Таблица 5.4

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ДЗО	Трехфазная	на отключение выключателей без запрета АПВ

5.3.4 Выключатель 110 кВ

В таблице 5.5 рассмотрим виды РЗА выключателя 110 кВ.

Таблица 5.5

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
АУВ	Трехфазное	дополнительная защита

Продолжение таблицы 5.5

АПВ	Трёхфазное	однократное действие с контролем синхронизма
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	На отключение смежных выключателей

5.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП осуществляется по ПУЭ [1] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

5.4.1 Кабельная линия 10 кВ

КЛ 10 кВ к ТП поселка представлена на рисунке 5.3:

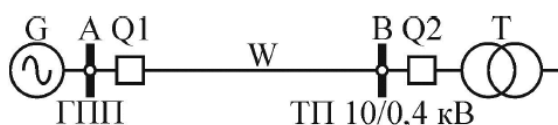


Рисунок 5.3 Выполнение линии 10 кВ к ТП поселка

Вначале рассмотрим общие требования к РЗА линий 10 кВ из ПУЭ [1].

В соответствии с пунктом 3.2.91 [1] на линиях 3...10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

В соответствии с пунктом 3.2.92 [1] защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

По требованиям надёжности на линиях однорелейная схема (восьмерка) не применяется, следовательно, могут использоваться схемы неполная звезда (двухрелейная схема) или неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе (трехрелейная схема). Большинство изготовителей МП устройств РЗА на напряжение 10 кВ выпускают трехрелейные терминалы, которые могут измерять ток во всех трех фазах, в этом случае предпочтительней схема неполной звезды с дополнительным реле.

Выбор вида МТЗ производится исходя из целесообразности, так как все современные МП устройства РЗА могут в зависимости от настроек работать с зависимой или независимой выдержкой времени. Достоинством МТЗ с зависимой выдержкой времени является меньшее время отключения КЗ на защищаемых линиях, но увеличение времени отключения в зоне резервирования.

При отказе защиты трансформатора ТП (см.рисунок 5.3) другого резерва, кроме защиты линии ближе нет, кроме того при КЗ за трансформатором, ток по линии мал, выдержка времени в случае выполнения МТЗ линии зависимой будет неоправданно высокой, следовательно целесообразнее выбрать на линии МТЗ с независимой выдержкой времени.

В соответствии с пунктом 3.2.96 [1] защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности персонала или производства;
- устройства контроля изоляции (УКИ).

Направленная защита от ОЗЗ отличает поврежденный элемент от неповрежденного по направлению емкостного тока. На поврежденной линии емкостной ток направлен от шин в линию.

Автоматика на линиях 10 кВ.

В соответствии с пунктом 3.2.18 [1] устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ) должны предусматриваться в электроустановках свыше 110 кВ, т.е. в КРУ 6...35 кВ их установка не требуется. Однако все современные МП устройства РЗА оснащены функцией УРОВ в базовых конфигурациях, её применение не увеличивает стоимость проекта и желательно к реализации.

В соответствии с пунктом 3.3.2 [1] устройства АПВ должны предусматриваться на:

- воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ;
- КЛ 35 кВ и ниже при наличии нескольких промежуточных сборок, питанием по одной линии нескольких ПС, исправления неселективного действия защиты.

В рассматриваемом мной примере (см.рисунок 5.1) если линии кабельные АПВ не требуется.

Проанализировав требования ПУЭ, переходим к НТП ПС [4].

В соответствии с пунктом 9.14.4 [4] на отходящих линиях 6...35 кВ необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от замыканий на землю;
- дуговую защиту;
- АПВ (для воздушных линий);
- УРОВ.

В соответствии с пунктом 9.14.5 [4] защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) должна выполняться с контролем тока.

В соответствии с пунктом 9.14.6 [4] на линиях, питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при однофазных замыканиях на землю.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Токовые защиты от ОЗЗ обеспечивают селективность только при большом количестве КЛ отходящих от секции шин 10 кВ, когда суммарный емкостной ток много больше собственных емкостных токов отдельных присоединений.

Если кабельных линий на секцию меньше пяти (для моего случая), то селективная защита от ОЗЗ может быть выполнена с направленной.

Требования НТП ПС к РЗА линий в целом аналогичны требованиям ПУЭ, но более строгие. Обязательно к установке УРОВ, указана дополнительная, неэлектрическая дуговая защита.

Виды и исполнения РЗА для КЛ к ТП представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6

Виды	Исполнения	Примечание
ТО	двухфазное, трехрелейное	$t_{в}=0$
МТЗ		$t_{в}=\text{const}$
Защита от ОЗЗ	Направленная	на сигнал
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на откл. ВВ и СВ
ЗДЗ	датчики дуги	с контр.тока ВВ

5.4.2 Вводной выключатель 10 кВ

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

В соответствии с пунктом 9.14.1 [4] на вводных выключателях РУ необходимо предусматривать:

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению (при недостаточной чувствительности);
- ЗДЗ;
- ЗМН;
- УРОВ.

Так как силовой трансформатор ПС имеет мощность более 6,3 МВА (я выбрала силовой трансформатор мощностью 10 МВА), то на нем устанавливается ДЗТ, что требует установки в ячейках ВВ НН ГПП трех ТТ. В этом случае МТЗ ВВ выполняется трехфазной трехрелейной.

Виды РЗА ВВ ГПП представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	трехфазное, трехрелейное	$t_{в}=\text{const}$
ЗМН	ПО напряжения в терминале ТН	на отключение ВВ

Продолжение таблицы 5.7

УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение выключателя со стороны ВН трансформатора
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

5.4.3 Трансформатор ТМ-630 кВА 10,5/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] для трансформатора с обмоткой ВН 10кВ, подсоединенной к сети с изолированной (компенсированной) нейтралью и обмоткой НН 0,4 кВ подсоединенной к сети с глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- ОЗЗ в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение ОЗЗ необходимо по требованиям безопасности.

В соответствии с пунктом 3.2.53 [1] газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена:

- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

Наличие газовой защиты значительно увеличивает степень защищенности силовых трансформаторов, поэтому новые трансформаторы, как правило, поставляются изготовителями уже с установленными газовыми реле (или комплектом из реле давления и реле уровня масла).

В соответствии с пунктом 3.2.54 [1] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

- продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ) на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более;
- ТО, устанавливаемая со стороны питания, если не предусматривается ДЗТ;

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

В соответствии с пунктом 3.2.60 [1] на трансформаторах мощностью менее 1 МВА в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена МТЗ действующая на отключение.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

В соответствии с пунктом 3.2.61 [1] защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать со стороны основного питания.

В соответствии с пунктом 3.2.66 [1] на понижающих трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью следует предусматривать защиту от однофазных КЗ в сети НН, осуществляемую применением:

- МТЗ от внешних КЗ, устанавливаемой на стороне высшего напряжения, и, если это требуется по условию чувствительности, в трехрелейном исполнении;
- специальной защиты нулевой последовательности, устанавливаемой в нулевом проводе трансформатора (при недостаточной чувствительности предыдущей защиты).

В соответствии с пунктом 3.2.69 [1] на трансформаторах мощностью 0,4МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал. Для подстанций без постоянного дежурства персонала допускается предусматривать действие ЗП на автоматическую разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами).

Рассмотрим требования НТП ПС.

Отдельных требований по РЗА трансформаторов 10 кВ в НТП ПС нет, в соответствии с общими требованиями к РУ 6...35 кВ по пункту 9.14.4 [4] на отходящей линии к трансформатору необходимо предусматривать:

- МТЗ;
- ТО;
- ЗП;
- защиту от ОЗЗ (может быть реализована в виде УКИ);
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 0,63 МВА со схемой соединения обмоток звезда / звезда приведена в таблице 5.8.

Таблица 5.8

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
Газовая защита	Газовое реле РГТ-50, установленное в трубопроводе на расширителе	2 ступени 1)на сигнал; 2)на отключение
ТО	двухфазное, трехрелейное	$t_{в}=0$
МТЗ	двухфазное, трехрелейное	$t_{в}=\text{const}$,
ЗП	двухфазное, трехрелейное	на сигнал, $t_{в}=\text{const}$
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	На измерении тока от ТТ в нейтрали трансформатора 0,4 кВ	на отключение выключателя со стороны ВН трансформатора

Продолжение таблицы 5.8

УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение вводного и секционного вводов
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока ввода

5.4.4 Секционный выключатель 10 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.129 [1] на секционном выключателе 3...35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.3.30 [1] на СВ устанавливается АВР.

В соответствии с пунктом 9.14.2 [4] на СВ необходимо предусмотреть:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР.

Виды РЗА СВ ГПП представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	двухфазное, трехрелейное	$t_{\text{в}} = \text{const}$
ЗДЗ	3 датчика дуги	с контролем тока вводов
АВР	Реализуется совместным действием вводных терминалов и терминалов ТН	-
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение вводных выключателей

Хотя УРОВ СВ не предусмотрено требованиями НТП ПС, устройство УРОВ интегрированы во все современные МП терминалы РЗА и их применение не удорожает защиту, повышая надежность электроснабжения.

5.4.5 Шины 10 кВ

В соответствии с пунктом 9.10.1 [4] так как шины 6...10 кВ ГПП размещены в КРУ, устройства АПВ не предусматриваются.

В соответствии с пунктом 3.3.79 [1] на шинах ГПП устанавливаются устройства АЧР и по пункту 3.3.81 [1] устройства ЧАПВ.

В соответствии с пунктом 9.14.3 [4] на каждой секции шин 6...35 кВ должна быть предусмотрена:

- ЗДЗ;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- УКИ.

Виды РЗА шин НН ГПП представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10

Виды РЗА	Использование	Примечание
----------	---------------	------------

Продолжение таблицы 5.10

ЗДЗ	3 датчика дуги на ячейку	с контролем тока вводов
ЛЗШ	совместное действие терминалов НН	наличие ТО с $t_{в} = 0,1$ с. в терминалах ВВ и СВ
ОЗЗ	УКИ	на ТН секции
АЧР	контроль f	на ТН секции
ЧАПВ	контроль f	на ТН секции

5.4.6 Ячейка трансформатора напряжения 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.

В таблице 5.11 рассмотрим виды РЗА терминалов ТН для шин НН ГПП

Таблица 5.11

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
УКИ	контроль $3U_0$	действие на сигнал
ЗМН ВВ	контроль $3U_{л}$	отключение ВВ
ПО АВР	контроль $3U_{л}$	разрешение АВР СВ
АЧР	контроль f	отключение части нагрузки
ЧАПВ	контроль f	включение нагрузки отключенной АЧР

6 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

6.1 Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ

Как правило, фирмы-разработчики МП РЗА выполняют терминалы присоединений РУ 10 кВ унифицированными комплексными устройствами, предназначенными для выполнения всех необходимых функций релейной защиты, автоматики, местного/дистанционного управления выключателем, измерения, сигнализации, регистрации, осциллографирования, диагностики оборудования, а также необходимых блокировок ячеек КСО, КРУ, КРУН, КТП, на панелях и шкафах, расположенных в релейных помещениях и пультах управления.

Выбору подлежат серия, тип и типоразмер терминала РЗА. Если у фирмы больше чем одна серия терминалов для присоединений 10 кВ, то выбирается последняя по году разработки серия, или серия оптимальная по техническим возможностям.

Типоразмер терминала полностью определяет состав аппаратной и функциональной части устройства для заказа у поставщика или фирмы-изготовителя.

Серии терминалов выбираются по сайтам фирм-разработчиков, типы и типоразмеры по каталогам оборудования, предоставляемых для свободного доступа на сайтах изготовителей или поставщиков.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов РЗА для отдельных присоединений производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

6.1.1 КЛ к ТП 10 кВ

Выберем терминал РЗА для КЛ производства ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для КЛ поставляются терминалы типа БЭ2502А01.

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий БЭ2502А01:

- трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;
- защита от ОЗЗ (направленная);
- УРОВ;
- ЗДЗ;
- двукратное АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР с ЧАПВ;
- ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению;
- ИО направления мощности нулевой последовательности;
- ИО направления мощности МТЗ;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- ЗНР;
- ЗМН.

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 5.6 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ кабельной линии.

Для терминала БЭ2502А01 доступно 12 типоразмеров, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в моем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1. Для терминала доступно 3 блока дискретных входов, в каждом по 12 входов и 8 выходов. Фирма ООО НПП «ЭКРА» поставляет терминалы с фиксированными функциями входов/выходов. Проанализировав их назначения, пришли к выводу, что достаточно использовать 2 блока, т.е. 24 каналов входа/16 выходов (таблица 6.1).

Таблица 6.1

Входы			Выходы		
X2	Назначение	Применение	X5	Назначение	Применение
1	Привод не готов	Используется	1	Отключение 1	Используется
2	Автомат ШП	Используется	3	Отключение 2	Используется

Продолжение таблицы 6.1

3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Авар.отключение	Используется
7	Блокировка АПВ	Не используется	16	Пуск МТЗ	Используется
8	РКО	Используется	Х6		
9	РКВ	Используется	9	Контр.выход	Используется
11	АЧР	Используется	11	Вызов	Используется
13	Отключение от ЗДЗ	Используется	15	Неисправ.терминал	Используется
15	РПО	Используется			
17	РПВ	Используется			
ХЗ					
1	Внешняя сигнализация	Не используется			
2	Блокировка управления	Используется			
3	ГЗ - откл.	Не используется			
4	ГЗ - сигнал	Не используется			
6	Отключение по ТУ	Не используется			
7	Включение по ТУ	Не используется			
9	Разрешение ЧАПВ	Используется			
11	Контроль тока ЗДЗ	Используется			
13	ЧАПВ	Используется			
15	Внешнее УРОВ	Не используется			
17	Автомат ТН	Используется			

6.1.2 Трансформатор ТМ-630 кВА 10,5/0,4 кВ

Рассмотрим выбор типоразмера терминала трансформатора 10/0,4 кВ малой мощности от фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма ООО НПП «ЭКРА» конкретно не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ, поэтому выбираем какой из терминалов подходит по

										Лист
										41
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата	3Ф-382м.00.00.ПЗ					

функциям из выше приведенных. Можно взять терминал как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4, представленные в таблице 5.8 выбираем типоразмер без цепей напряжения БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3.

6.1.3 Секционный выключатель 10 кВ

Выберем терминал РЗА СВ НН ГПП производства ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А02.

Терминалы типа БЭ2502А02 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АВР;
- ЗНР.

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 5.9 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ секционного выключателя.

Для терминала БЭ2502А02 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1. Терминал подключается по аналоговых цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует раннее приведенной таблице 6.1.

6.1.4 Ввод 10 кВ

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН ГПП производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03.

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ;
- АВР.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Докум.	Подпись	Дата		42

Все требуемые виды защит для рабочего ввода приведены в таблице 5.7 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно.

Для терминала рабочего ввода БЭ2502А03 доступны всего три типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1. Терминал оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

6.1.5 Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ

Фирма ООО НПП «ЭКРА» не выпускает устройства ЗДЗ. Поэтому рассмотрим устройство «БРЕСЛЕР–ЗД31» производства ООО «ИЦ Бреслер».

К блоку контроля и регистрации БКР-1 устанавливаемого в каждую ячейку КРУ подсоединяются три оптических датчика ДО-1, размещенные в отсеке сборных шин, в отсеке выкатного элемента и отсеке кабельной разделки каждой ячейки КРУ.

6.1.6 Терминал контроля напряжения (частоты) ячейки ТН 10 кВ

Даже в том случае, если все необходимые напряжения терминалы отдельных присоединений измеряют сами, в ячейке ТН устанавливается устройство контроля изоляции (измерение напряжения $3U_0$) и (при необходимости) устройство контроля частоты для реализации АЧР, ЧАПВ. Для снижения стоимости системы РЗА, терминалы отдельных присоединений могут выполняться чисто токовыми, все необходимые защиты по напряжению будут выполнять терминалы ячеек ТН.

Так как терминалы присоединений 10 кВ всех вышеперечисленных серий оснащены входами напряжения, задачей терминала в ячейке ТН является контроль изоляции и выполнение функций АЧР, ЧАПВ.

Выберем терминал РЗА производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 10 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа БЭ2502А04.

Для терминала БЭ2502А0402 доступны всего два типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0402-00Е2УХЛ 3.1.

Терминал оснащен такими функциями, как:

- трехступенчатая ЗМН;
- ЗПН;
- защита от ОЗЗ;
- АВР;
- контроль исправности ТН;
- АЧР.

Также данная фирма ООО НПП «ЭКРА» выпускает отдельный терминал АЧР серии БЭ2502А1102. Для данного терминала доступны всего четыре

										Лист
										43
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата						

3Ф-382м.00.00.ПЗ

типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в моем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А1102-27Е2 УХЛ3.1.

6.2 Выбор типоразмеров оборудования РЗА 110 кВ

Терминалы РЗА присоединений 110 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием (ключи управления и выбора режимов РЗА, устройства бесперебойного питания, испытательные блоки, и т.д.). Шкаф РЗА 110 кВ размещается на ОПУ.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов и шкафов РЗА отдельных видов присоединений 110 кВ от фирм-изготовителей широко представленных на рынке России.

6.2.1 Трансформатор ТДН-10/115 кВ

Выберем шкаф РЗА для двухобмоточных трансформаторов с двумя выключателями на стороне ВН от ООО НПП «ЭКРА».

Шкаф РЗА трансформатора ШЭ 2607 153. Шкаф типа ШЭ2607 153 предназначен для защиты трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 153 состоит из двух комплектов.

Комплект 1 реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение межфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1;
- реле максимального напряжения стороны НН1 реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ выключателя ВН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков

					ЗФ-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть комплекта 1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 048 и электромеханических реле.

Комплект 2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект 2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 6.1 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 153 данные функции.

Таблица 6.1

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
ДЗ	присутствует
Осциллографирование	присутствует
Регистрация событий	присутствует
Логика отключения выключателей и пуска УРОВ	присутствует
Свободно – программируемая логика	фирма гарантирует, что в течении суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА	присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	присутствует
Логика отключения от газовой защиты	присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	присутствует

Продолжение таблицы 6.1

Логика отключения от газовой защиты РПН	присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	присутствует

Для шкафа ШЭ 2607 153 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 153-27Е2УХЛ4.

На стороне НН мною выше был выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛЗ.1.

6.2.2 Ошиновка 110 кВ

Из каталога на шкафы РЗА [14] для трансформатора с двумя выключателями на стороне ВН выбираем шкаф защиты ошиновки ВН ШЭ 2607 051051 фирмы ООО НПП «ЭКРА».

В состав шкафа типа ШЭ2607 051051 входят два комплекта защиты ошиновки с возможностью независимого обслуживания.

В таблице 6.2 приведены требуемые функции комплекта ДЗО ВН ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 051051 данные функции.

Таблица 6.2

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
ДЗО	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика отключения и пуска УРОВ	Присутствует
Свободно – программируемая логика	фирма гарантирует, что в течении суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

Комплект ДЗО содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки от всех видов КЗ в пофазном исполнении;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- два комплекта трехфазных УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального напряжения, реагирующее на понижение междуфазного напряжения;
- реле максимального напряжения, реагирующее на повышение междуфазного напряжения;

- реле минимального напряжения, реагирующее на понижение напряжения обратной последовательности;
- реле максимального напряжения, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности;
- логику избирательного запрета АПВ и запрета АПВ всех присоединений;
- логику “очувствления” ДЗО;
- логику опробования двух выключателей;
- контакты для отключения выключателей, пуска УРОВ, избирательного запрета АПВ, запрета АПВ всех присоединений, а также две группы контактов для действия на отключение генератора, отключения трансформатора собственных нужд (ТСН), в технологические защиты, на блокировку релейной форсировки и на гашение возбуждения генератора.

Для шкафа ШЭ 2607 051051 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ 2607 051051-27Е2УХЛ4.

Внутри шкафа установлено два терминала типа БЭ2704V051.

6.2.3 Выключатель 110 кВ

Для АУВ каждого из двух выключателей ВН выбираем шкаф ШЭ 2607 019. Шкаф ШЭ2607 019 выполнен на базе терминала БЭ2704 V019 и содержит один комплект, реализующий функции ЗНФР и ЗНФ, АУВ, АПВ и УРОВ.

Функция АУВ содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;
- защиты от непереключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима (ЗНФР);
- узел включения выключателя;
- узел отключения выключателя;
- узел фиксации положения выключателя;
- узел фиксации несоответствия;
- защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;
- узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V019.

Для шкафа ШЭ 2607 019 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 019-27Е2УХЛ4.

В таблице 6.3 приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ2607019 данные функции.

Таблица 6.3

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	присутствует

Продолжение таблицы 6.3

Регистрация событий	присутствует
Автоматика управления выключателем	присутствует
Свободно – программируемая логика	фирма гарантирует, что в течении суток исправит логику на ту, которая нужна
Контроль напряжения (наличие/отсутствие на ЛЭП, шинах), синхронизма, улавливание синхронизма	присутствует
Контроль включенного/отключенного положения выключателя	присутствует
Контроль состояния и готовности выключателя	присутствует
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	присутствует

В качестве реле газовой защиты трансформатора и струйной защиты отсека РПН выбираем современные реле отечественного производства РГТ-80 и РСТ-25. Расстановка терминалов и шкафов РЗА представлена на рисунке 6.

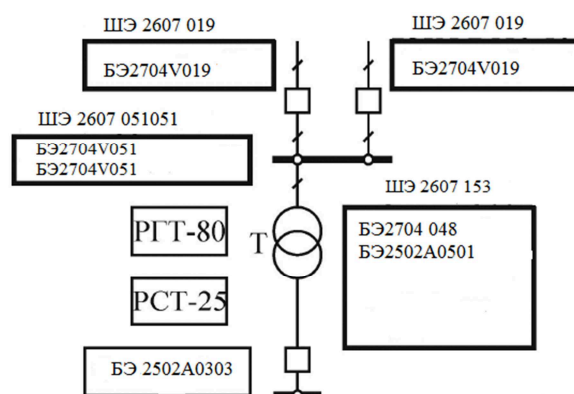


Рисунок 6 Расстановка шкафов и терминалов РЗА трансформаторов при 2 выключателях на стороне ВН

6.2.4 Линия 110 кВ

Выберем типоразмер для ВЛ с двухсторонним питанием 110 кВ подсоединенная к РУ двумя выключателями (см.рисунок 5.1) от ООО НПП «ЭКРА».

В соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» в состав защит терминала основной защиты кроме собственно ДФЗ, должен входить и комплект резервных защит линии: ДЗ и ТНЗНП. Для ВЛ с двумя выключателями, ЭКРА выпускает шкафы типа ШЭ2607 092.

Шкаф ШЭ2607 092 содержит один комплект, реализующий функции:

Для шкафа ШЭ 2607 092 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 092-27Е2УХЛ4.

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V092, реализующий функции:

- ДЗЛ;
- комплекта ступенчатых защит;
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- токовой отсечки (ТО).
- ДЗЛ содержит три независимых дифференциальных реле тока (фазы А, фазы В, фазы С) с торможением.

В комплект ступенчатых защит входят:

- трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);
- четырёхступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП);
- автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).
- шкаф имеет два независимых канала связи, позволяющих реализовать их полное дублирование или дифференциальную защиту трехконцевой линии.

В качестве резервной защиты ВЛ выбирается шкаф ШЭ2607 021. Шкаф типа ШЭ2607 021 содержит один комплект, содержащий:

- трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ);
- четырёхступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);
- трехфазная токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);
- ЗНФР (только в схеме для двух выключателей на присоединение).

Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 V021.

Для шкафа ШЭ 2607 021 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 021-27Е2УХЛ4.

В таблице 6.4 приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 019 данные функции.

Таблица 6.4

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная дифференциальная защита	присутствует
Осциллографирование	присутствует

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 6.4

Регистрация событий	присутствует
Логика блокировки функции продольной дифференциальной защиты при неисправности канала связи	присутствует
Свободно – программируемая логика	фирма гарантирует, что в течении суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА	присутствует
Логика отключения выключателя (-ей) и пуска УРОВ	присутствует
Определение места повреждения на ЛЭП	присутствует

7 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

7.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ

Рассмотрим расчеты параметров терминалов фирмы ООО НПП «ЭКРА», широко представленной на рынке России для основных типов присоединений РУ 10 кВ.

7.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10,5/0,4 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1. производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 7.1.

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 5.2.

7.1.1.1 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

Многие программы расчета ТКЗ в сетях 6...500 кВ не считают токи при повреждениях в сетях ниже 1000 В, или не могут считать отдельные режимы (несимметричные КЗ за трансформаторами звезда / треугольник – 11 группа, ОЗЗ в сетях с изолированной, компенсированной нейтралью, однофазные КЗ на стороне 0,4 кВ за трансформаторами с соединением обмоток звезда / звезда и т.д.).

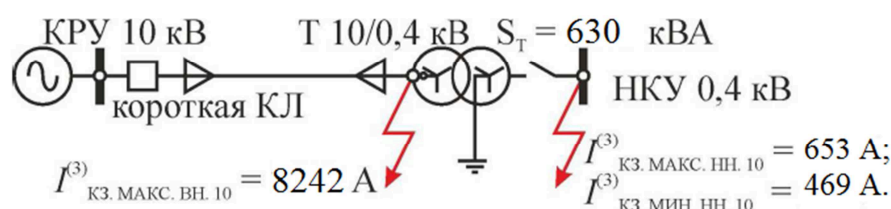


Рисунок 7.1 Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (см.рисунок 7.1) при заданных или посчитанных в программе ТОКО токах трехфазного КЗ за трансформатором (токи приведены к стороне 10 кВ).

Методика расчета однофазного ТКЗ за трансформатором 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток звезда / звезда рассмотрена в [16].

Схема замещения однофазного ТКЗ на трансформатором представлена на рисунке 7.2.

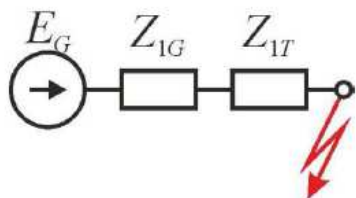


Рисунок 7.2 Схема замещения при однофазной КЗ за трансформатором
Сопротивление системы \$Z_{1G}\$ приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{1G} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз. мин. нн10}}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. ном. нн}}}{U_{\text{ср. ном. вн}}} \right)^2; \quad (20)$$

$$Z_{1G} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 469} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 18,75 \cdot 10^{-4} \text{ Ом.}$$

Значение \$Z_{1T}\$ приведенное к стороне 0,4 кВ приводятся во многих справочных пособиях, например из [16] приведено в таблице 7.1.

Таблица 7.1

\$S_T\$, кВА	\$U_{\text{ном. вн.}}\$, кВ	\$\frac{1}{3} Z_{1T}\$, Ом	\$Z_{1T}\$, Ом
25	6...10	1,04	3,12
40	6...10	0,65	1,95
63	6...10	0,41	1,23
	20	0,38	1,14
100	6...35	0,26	0,78
160	6...35	0,16	0,48
250	6...35	0,1	0,3
400	6...35	0,065	0,195
630	6...35	0,042	0,126

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ, с учетом сопротивления питающей сети:

$$I_{\text{кз. мин. нн0,4}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\text{ср. ном. ф}}}{2 \cdot Z_{1G} \cdot Z_{1T}}; \quad (21)$$

$$I_{\text{кз. мин. нн0,4}}^{(1)} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 18,75 \cdot 10^{-4} + 0,126} = 5474 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз. мин. нн10}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз. мин. нн0,4}}^{(1)}}{U_{\text{ср. ном. вн}}/U_{\text{ср. ном. вн}}}; \quad (22)$$

$$I_{\text{кз. мин. нн10}}^{(1)} = \frac{5474}{10,5/0,4} = 208 \text{ А.}$$

7.1.1.2 Токовая отсечка трансформатора

Токовые защиты сетей 6...35 кВ рассчитываются по методикам для фирм-разработчиков с сайта ОАО «ФСК ЕЭС», рекомендациям руководства по эксплуатации на устройство или по общей методике Шабада [16].

Ток срабатывания токовой отсечки по условию отстройки от максимального ТКЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с. о. 1}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кз. макс. нн10}}^{(3)}; \quad (23)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по [20] принимаем равным 1,2.

$$I_{\text{с. о. 1}} \geq 1,2 \cdot 653 = 784 \text{ А.}$$

По второму условию ток срабатывания отсечки отстраивается от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с. о. 2}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{т. раб. макс}}; \quad (24)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [16] принимается равным 5;

$I_{\text{т. раб. макс}}$ – рабочий максимальный ток трансформатора.

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{\text{т. раб. макс}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot I_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т. ном. вн}}}; \quad (25)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

$$I_{\text{т. раб. макс}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{с. о. 2}} \geq 5 \cdot 50,9 = 242,5 \text{ А;}$$

За окончательное значение тока срабатывания ТО принимается больше из двух значений:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$I_{c.o} = \max\{I_{c.o.1}; I_{c.o.2}\} = \max\{784; 242,5\} = 784 \text{ A.} \quad (26)$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{I_{c.o.}}{n_T} \cdot k_{cx}^{(3)}; \quad (27)$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации n_T равным 100/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТОЛ-10 по каталогу [17] фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» выбираем $I_{1.ном}$ равным 100 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{784 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 39,2 \text{ A.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.ном.тт}$ равного 5 А:

$$I_{c.o.o.e} = \frac{I_{c.o.втор}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{39,2}{5} = 7,84; \quad (28)$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон (0,4...40,0) I_H .

Чувствительность ТО проверяется при трехфазном КЗ в максимальном режиме на выводах ВН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз. макс. вн}^{(3)}}{I_{c.o}} \cdot k_{от. ч. cx}^{(2)}; \quad (29)$$

$$k_{ч} = \frac{8242}{784} \cdot 1 = 10,5 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0с.

Настроим параметры ТО таблица 7.2.

Таблица 7.2

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	Предусмотрена
Ток срабатывания заглубленной МТЗ-1	39,2 А
Ток срабатывания МТЗ-1	39,2 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с
Автомат. заглубление уставки МТЗ-1	Предусмотрено

Продолжение таблицы 7.2

Контроль направленности МТЗ-1	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-1	не предусмотрен

7.1.1.3 Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с.зап}}{k_B} \cdot I_{т.раб.макс}; \quad (30)$$

где k_H – коэффициент надежности;

$k_{с.зап}$ – коэффициент самозапуска;

k_B – коэффициент возврата.

По рекомендации [20] принимаем значение k_H равным 1,2. Так как в составе нагрузки трансформатора отсутствуют ЭД 6...10 кВ согласно [20] выбираем $k_{с.зап}$ равным 1,3. Коэффициент возврата МТЗ 2 ступени терминала БЭ2502А01 по данным [21] равен 0,94.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 50,9 = 84,5 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. нн10}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (31)$$

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 469}{84,5} \cdot 1 = 4,8 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение. Пуск по напряжению для МТЗ не требуется.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сч}^{(3)}; \quad (32)$$

$$I_{с.з.2} = \frac{84,5 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 4,23 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.ном.тт}$ равного 5 А:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						54
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$I_{c.з.о.е} = \frac{I_{c.з.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{4,23}{5} = 0,85. \quad (33)$$

Полученное значение укладывается в допустимый диапазон $(0,2 \dots 40,0) I_H$.

Для выбора выдержки времени МТЗ необходимо учесть выдержки времени расцепителей автоматических выключателей НКУ 0,4 кВ и выбрать ступень селективности между терминалом защиты силового трансформатора и вводом НН рисунок 3.6.

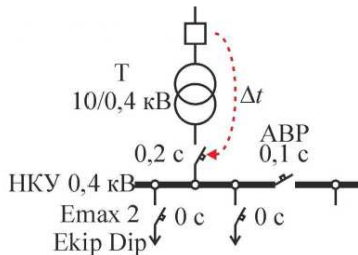


Рисунок 7.3 НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

В рассматриваемом примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Еmax 2 производства АББ с МП расцепителями Еkip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени. Выдержки времени автоматов отходящих присоединений, секционного и вводных автоматов представлены на рис. 7.3.

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала трансформатора 10/0,4 кВ необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ расцепителя вводного автомата 0,4 кВ:

$$\Delta t = t_{откл.авт.вв} + t_{погреш.авт.вв} + t_{погреш.терм.т} + t_{возв.мтз.т} + t_{зап}; \quad (34)$$

где $t_{откл.авт.вв}$ – время отключения автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,04 с;
 $t_{погреш.авт.вв}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,02 с;
 $t_{погреш.терм.т}$ – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [21] составляет 0,025 с; $t_{возв.мтз.т}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [21] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

$$\Delta t = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с.}$$

Степень селективности Δt можно оставить равным расчетному 0,25 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [20] 0,4 с, хотя рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» относятся к РЗА объектов 110 кВ и выше.

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

										Лист
										55
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата						

$$t_{\text{MT3.T}} = t_{\text{MT3.BB0,4}} + \Delta t; \quad (35)$$

$$t_{\text{MT3.T}} = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01 представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	4,23 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с
Контроль направленности МТЗ-2	Предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	Предусмотрено

7.1.1.4 Защита от перегрузки трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от перегрузки трансформатора по [20].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}}; \quad (36)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, по [20] принимается 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{т.ном}}$ – номинальный ток трансформатора.

Коэффициент возврата третьей ступени МТЗ, на которой реализуется защита от перегрузки по [21] выставляем $k_{\text{в}}$ равным 0,94.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.вн}}}; \quad (37)$$

$$I_{\text{т.ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.п}} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 36,4 = 40,6 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.п.2} = \frac{I_{с.з.п}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)}; \quad (38)$$

$$I_{с.з.п.2} = \frac{40,6 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 2,03 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.ном.ТТ}$ равного 5 А:

$$I_{с.з.п.о.е} = \frac{I_{с.з.п.2}}{I_{2.ном.ТТ}} = \frac{2,03}{5} = 0,41 \text{ А.} \quad (39)$$

Вторичный ток срабатывания входит в допустимый диапазон $(0,08...20,0)I_N$.

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК [20] рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{п.т}$ равным 10 с.

Настройки третьей ступени МТЗ работающей как защиты от перегрузки показаны в таблице 7.4.

Таблица 7.4

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	2,03 А
Время срабатывания МТЗ-3	10 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Действие МТЗ-3 на отключение	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрен
Выбор характеристики	Независимая
Базисный ток	5 А

7.1.1.5 Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от однофазных КЗ по методике изложенной в [16].

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирается по условию отстройки от наибольшего тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{с.з.0} = k_H \cdot I_{нб.макс} = 0,5 \cdot I_{Т.раб.макс.нн}; \quad (40)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 2;

$I_{\text{нб.макс}}$ – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток звезда/звезда в нормальном режиме, по [23] равен $0,25 \cdot I_{\text{т.раб.макс.нн}}$;

$I_{\text{т.раб.макс.нн}}$ – рабочий максимальный ток стороны НН трансформатора.

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{\text{т.раб.макс.нн}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т.ном.нн}}}; \quad (41)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

$$I_{\text{т.раб.макс.нн}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А.}$$

Сечение жил определяем исходя из номинальной мощности трансформатора, затем по таблице 3.36 каталога [19] находим сечение:

Так как $S_{\text{т.ном}} = 0,63 \text{ МВА}$, то выбираем медные жилы сечение 16 мм^2

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.о}} = 0,5 \cdot 1273 = 636,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин. нн0,4}}^{(1)}}{I_{\text{с.з.о}}}; \quad (42)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5474}{636,5} = 8,6 \geq 2.$$

Первичный номинальный ток трансформатор тока в нейтрали выбирается по максимальному току небаланса:

$$I_{\text{нб.макс}} = 0,25 \cdot I_{\text{т.раб.макс.нн}} = 0,25 \cdot 1273 = 318 \text{ А}; \quad (43)$$

Для ТТ ТНШЛ-0,66 [17] выбираем $I_{1.\text{ном.тт.о}}$ равным 400 А, а $I_{2.\text{ном.тт.о}}$ равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного БЭ2502А01 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.о.2}} = \frac{I_{\text{с.з.о}}}{n_{\text{т.о}}} = \frac{635,5 \cdot 1}{400} = 1,59 \text{ А.} \quad (44)$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.\text{ном.тт}}$ равного 1 А:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		58

$$I_{с.з.о.о.е} = \frac{I_{с.з.о.2}}{I_{2.ном.тт.о}} = \frac{1,59}{1} = 1,59. \quad (45)$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных КЗ укладывается в допустимый диапазон $(0,01 \dots 2,0) I_H$.

Выдержка времени защиты должна быть отстроена от действия защиты от однофазных КЗ расцепителей автоматических выключателей ввода 0,4 кВ 0,2 с:

$$t_{з.о.т} = t_{з.о.вв0,4} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.} \quad (46)$$

Степень селективности между терминалом БЭ2502А01 и расцепителем автомата ввода Δt была определена ранее.

Настройки защиты от однофазных КЗ представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5

Уставки ступени защиты от замыканий на землю(ТЗНП)	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ-1	1,59 А
Время срабатывания ЗОЗЗ-1	0,5 с
Работа только по напряжению U_0	не предусмотрена
Работа только по току I_0	Предусмотрена
Работа по току I_0 и мощности S_0	не предусмотрена
Действие ЗОЗЗ-1 на отключение	Предусмотрено

7.1.1.6 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном}; \quad (47)$$

$$I_{уров} = 0,05 \cdot 36,4 = 1,82 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot K_{сх}^{(3)}; \quad (48)$$

$$I_{уров.2} = \frac{1,82 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,091 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2,ном.ТТ}$ равного 5 А:

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2.ном.ТТ}}; \quad (49)$$

Минимально возможная уставка о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания $0,07 \cdot 5 = 0,35$ А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{п.уров} + t_{зап} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [20].

По рекомендациями [20] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 7.6.

Таблица 7.6

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Контроль РПВ	не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	Предусмотрено

7.1.2 Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП.

Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А01, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 7.7.

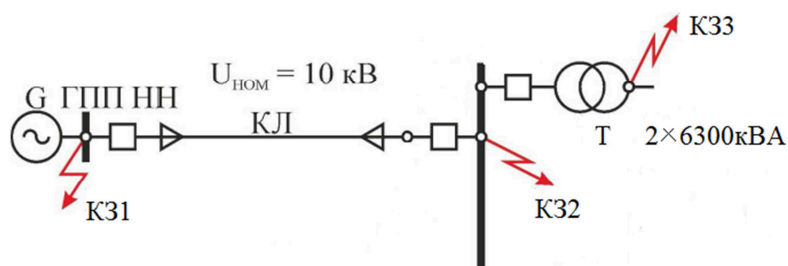


Рисунок 7.7 КЛ питающая ТП

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 2. Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 7.7 представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К31...К32, приведенное к стороне 10 кВ, А	
	К31	К32
Максимальный режим	4654	4407
Минимальный режим	4535	3918

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [21]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6...35 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [20].

7.1.2.1 Токовая отсечка КЛ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{c.o.1} \geq k_n \cdot I_{кз. макс. кз2}^{(3)}; \quad (50)$$

где k_n – коэффициент надежности по [20] принимаем равным 1,2.

$$I_{c.o.1} = 1,2 \cdot 4407 = 5288 \text{ А.}$$

В учебных целях рассмотрим расчет тока срабатывания отсечки по второму условию, отстройке от бросков тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов нагрузки и пусковых токов двигателей:

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot \sum I_{т.ном}; \quad (51)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий БТН, для быстродействующих устройств РЗ (время срабатывания менее 100 мс) принимается 5.

$$I_{c.o.2} = 5 \cdot (2 \cdot 363,7) = 3637 \text{ А.}$$

Номинальные токи трансформатора были рассчитаны выше.

В руководстве по эксплуатации терминала БЭ2502А01 [21] написано, что с целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой степени предусмотрен режим работы с заглублением уставки.

										Лист
										61
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата						

Так как ток срабатывания, рассчитанный по первому условию, меньше тока, рассчитанного по второму условию, то берем ток срабатывания больший и рассчитываем фактический ток срабатывания:

$$I_{с.о.ф} = \frac{I_{с.о.ф}}{2}; \quad (52)$$

$$I_{с.о.ф} = \frac{3637}{2} = 1820 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз2}^{(3)}}{I_{с.з.2}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (53)$$

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4912}{1820} \cdot 1 = 2,34 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности зоны резервирования $>1,5$, то токовая отсечка является основной защитой линии.

7.1.2.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{k_n \cdot k_z}{k_b} \cdot I_{раб.макс.кл}; \quad (54)$$

где k_n – коэффициент надежности, по [20] принимаем равным 1,2;

k_b – коэффициент возврата, по [РЭ А01] равен 0,94.

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб.макс.кл} = \sum I_{т.ном} = 2 \cdot 363,7 = 727,5 \text{ А.} \quad (55)$$

По каталогу ТТ [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 с n_T равным 750/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 727,5 = 1486 \text{ А.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ Т ТП:

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{МТЗ.Т} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (56)$$

$$I_{с.з.2} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 533 \text{ А.}$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, по [16] принимается равным 1,1;
 $I_{МТЗ.Т}$ – ток срабатывания МТЗ Т ТП, так как нагрузка у Т и КЛ одинакова, составляет 533 А.

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, т.е. 1486 А.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз2}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)} \geq 1,5; \quad (57)$$

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4912}{1486} \cdot 1 = 2,86 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз3}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)} < 1,2; \quad (58)$$

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1191}{1486} \cdot 1 = 0,69 < 1,2.$$

Хотя МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительности в ЗР за трансформаторами 10/0,4 кВ улучшить коэффициент чувствительности практически невозможно.

Выбор выдержки времени МТЗ.

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t; \quad (59)$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке КЗ2 составит:

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{I_{\text{кз. макс. кз2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}; \quad (60)$$

$$K_{\text{КЗ2}} = \frac{7456}{533} = 13,98.$$

Практически любое МП устройство РЗА оснащено набором типовых обратозависимых кривых стандарта МЭК 60255-3:

- нормально инверсная;
- сильно инверсная;
- чрезвычайно инверсная.

Основной задачей МТЗ КЛ с обратозависимой выдержкой времени является уменьшение времени отключения при КЗ на КЛ, наибольший эффект уменьшения времени срабатывания с нарастанием величины тока обеспечивает чрезвычайно инверсная характеристика.

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для чрезвычайно инверсной характеристики терминала БЭ2502А01:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_6}\right)^\alpha - 1}; \quad (61)$$

где t – время срабатывания;

I – сродной ток;

I_6 – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой не срабатывает;

β и α – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно расные 80,00 и 2,00;

k -уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$k = \frac{t \cdot ((K_{\text{КЗ2}})^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot ((13,98)^2 - 1)}{80} = 4,37 \text{ с.}$$

Доступный диапазон 0,1...20 с по [21].

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{(I_{кз. макс. кз1}^{(3)} / I_6)^2 - 1} = \frac{4,37 \cdot 80}{(8242 / 533)^2 - 1} = 1,47 \text{ с.}$$

Карта селективности для МТЗ КЛ представлена на рисунке 7.8.

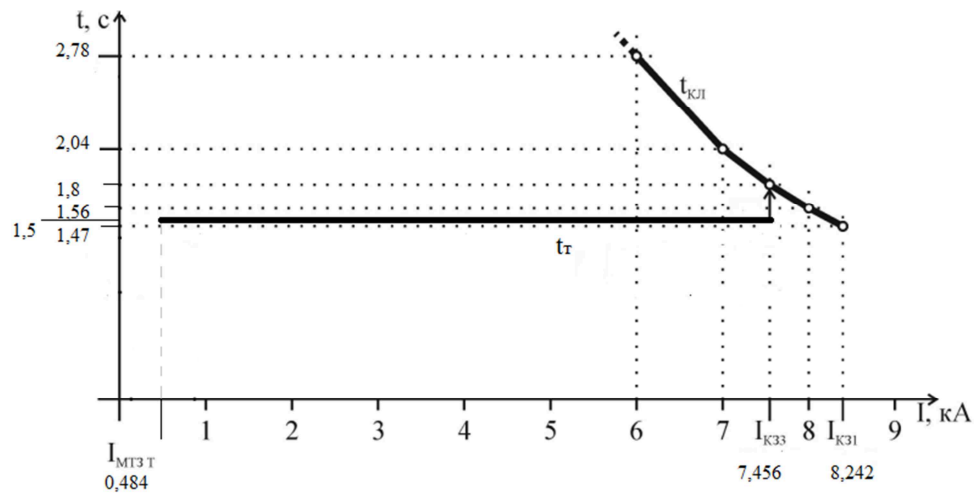


Рисунок 7.8 Карта селективности для МТЗ КЛ

Для построения плавной обратозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени таблица 7.8.

Таблица 7.8

Ток, А	8000	7000	6000	5000	4000	3000
Выдержка времени, с	1,56	2,04	2,78	4,02	6,32	11,4

Как видно из таблицы 7.8 при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.2} = \frac{I_{с.з}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (62)$$

$$I_{МТЗ.2} = \frac{533 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 3,56 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.НОМ.ТТ}$ равного 5 А:

$$I_{МТЗ2.0.е} = \frac{I_{МТЗ2}}{I_{2.НОМ.ТТ}}; \quad (63)$$

$$I_{\text{MT32.0.e}} = \frac{3,56}{5} = 0,7.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон $(0,2...40) \cdot I_{\text{НОМ}}$, А по каталогу [21].

Настройка МТЗ представлена в таблице 7.9.

Таблица 7.9

Уставки МТЗ-3	Значение
Работа МТЗ-3	Предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	3,56 А
Время срабатывания МТЗ-3	4,37 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная

7.1.2.3 УРОВ

Выберем параметры УРОВ, пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (64)$$

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,66 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбран ТТ ТОЛ-10 $n_{\text{T}}=750/5$.

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (65)$$

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{8,66 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 0,06 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$ равного 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}}; \quad (66)$$

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{0,06}{5} = 0,01.$$

Минимально возможная уставка о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания $0,07 \cdot 5 = 0,35$ А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{п.уров}} + t_{\text{зап}}; \quad (67)$$

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [20]. По рекомендациями [20] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Настройка УРОВ приведена в таблице 7.10.

Таблица 7.10

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Контроль РПВ	не предусмотрен
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	Предусмотрено

7.2. Расчет параметров устройств РЗА присоединений 110 кВ

На стороне 110 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 110 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 10 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит транзитных линий 110 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

На шинах или ошиновке трансформаторов 110 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Обычно на ВЛ и шинах 110 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

7.2.1 Трансформатор ТДН-10000/110

7.2.1.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТДН-10000/110.

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом возможной и коэффициентов схемы таблица 7.11.

Таблица 7.11

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-110 кВ	НН-10 кВ
$I_{\text{НОМ}} \text{ стороны,}$ соответствующий $S_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ср}}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,3$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 526$
Схема ТТ		У	Δ
$n_{\text{Т}}$ стороны	$\frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}}$	300/5	1500/5
$I_{\text{Втор}}$ стороны, соответствующий $S_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	$\frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_{\text{Т}}}$	$\frac{50,3 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 0,84$	$\frac{526 \cdot 1 \cdot 5}{1500} = 1,75$

Если защищаемый трансформатор со стороны ВН подключен через два выключателя, то первичный номинальный ток ТТ стороны ВН определяется по максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб. макс. вн}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = 1,4 \cdot 50,3 = 70,4 \text{ А.}$$

По каталогу [32] выбираем трансформатор тока ТВТ-110. Первичный номинальный ток ТТ $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 300 \text{ А}$.

Определим по каталогу [20] в о.е. $I_{\text{с.р.мин}}$ приняв за базовый ток $I_{\text{НОМ.ВН}}$, по первому условию:

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}; \quad (68)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		68

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принят равный 1,3,

$I_{нб.расч}$ - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{нб.расч} = (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{нач.торм}; \quad (69)$$

где $k_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ, равен 1;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 2;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

ΔU - относительная погрешность, обусловленная РПН;

$\Delta f_{выр}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч, принята равной 0,02;

$I_{нач.торм}$ - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен ($\frac{S_{\Sigma/2}}{S} = \frac{7,2}{10} = 0,72$)

$$I_{с.р.мин} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,72 = 0,356 \text{ о.е.}$$

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 7.7) составляет 8242 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{кз. макс} = I_{кз. макс. кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср. ном. нн}}{U_{ср. ном. вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном. вн}}; \quad (70)$$

$$I_{кз. макс} = 8242 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{50,3} = 15,67 \text{ о.е.}$$

Максимальный ток небаланса при токе $I_{кз. макс}$:

$$I_{с.р.макс} = k_{отс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кз. макс}; \quad (71)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [20].

$$I_{с.р.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 15,67 = 6,6 \text{ о.е.} \quad (72)$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_t \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс} - I_{нач.торм}}; \quad (73)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$k_T \geq \frac{4,1 - 0,296}{15,67 - 0,6} = \frac{3,8}{15,07} = 0,25.$$

Посчитанный коэффициент торможения укладывается в допустимый диапазон (0,2...0,7) о.е.

Ток торможения блокировки:

$$I_{Т.бл} = k_{отс} \cdot k_{пред.нагр} \cdot I_{ном}; \quad (74)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [20];

$k_{пред.нагр}$ –коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, т.к. трансформатор почти всегда ненагружен, то примем равным 0,9;

$$I_{ном} = \frac{I_{ном.вн}}{I_{втор} \cdot n_T} = \frac{50,3}{1,34 \cdot 300/5} = 1 \text{ о. е.} \quad (75)$$

$$I_{Т.бл} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки:

$$I_{отс} \geq 6,5 \text{ о. е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз. макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}); \quad (76)$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 3.

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 9,81 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 7,06 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения равен:

$$k_T = \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз. макс} - I_{нач.торм}}; \quad (77)$$

$$k_T = \frac{4,1 - 0,296}{9,81 - 0,6} = 0,41.$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Расчетное значение k_T соответствует углу наклона тормозной характеристики $22,4^\circ$ (рисунок 7.9).

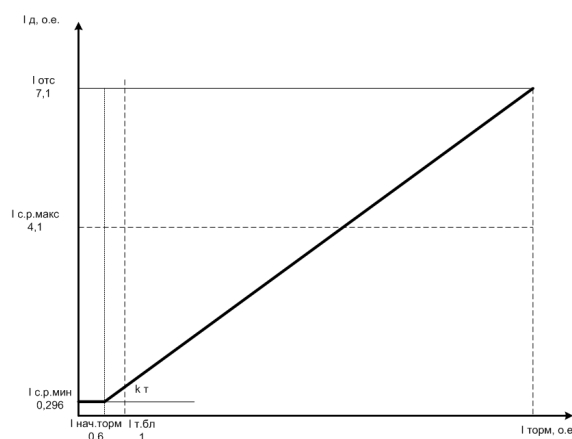


Рисунок 7.9 Расчетная характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы (таблица 7.14) составляет 5348 А. Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{кз.т} = I_{кз.мин.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{k_{от.ч.сх}^{(2)}}{I_{ном.вн}}; \quad (78)$$

$$I_{кз.т} = 5348 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{50,3} = 10,17 \text{ о. е.}$$

Так как $I_2 = 0$, то $I_T = 0$, поэтому при расчете $k_{ч}$ берем $I_{с.р.мин}$:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.т}}{I_{с.р.мин}}; \quad (79)$$

$$k_{ч} = \frac{10,17}{0,296} = 34,36 \geq 2$$

7.2.1.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора ТДН-10000/110

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_B} \cdot I_{раб.макс}; \quad (80)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, по [20] принимаем равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата, по [20] равен 0,9;

$I_{раб.макс}$ – рабочий максимальный ток в месте установки защиты:

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (81)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,4 \text{ А.}$$

$k_{зап}$ – коэффициент самозапуска, равный:

$$k_{зап} = \frac{S_{сам.зап}}{S_{раб.макс}} = \frac{N_T \cdot k_{с.з.т} \cdot S_T + k_{с.з.тп} \cdot S_{кл}}{N_T \cdot S_T + N_{кл} \cdot S_{кл}}; \quad (82)$$

$k_{с.з.т}$ – коэффициент самозапуска трансформатора, ранее принимали 1,3;

$k_{с.з.тп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки КЛ, равен 1,6;

$$k_{зап} = \frac{2 \cdot 1,3 \cdot 630 + 1,6 \cdot 12540}{2 \cdot 630 + 12540} = 1,67 \geq 1,5.$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,67}{0,9} \cdot 75,3 = 167,7 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты:

$$I_{с.з1} = k_{отс} \cdot I_{с.з}; \quad (83)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, по [20] принимаем равным 1,1;

$$I_{с.з1} = 1,1 \cdot 167,7 = 184,4 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з1}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (84)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						72
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$I_{с.з.2} = \frac{184,4 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 3,07 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100)А.
Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. вн110}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (85)$$

$$k_{ч.озд} = \frac{441}{167,7} \cdot 1 = 2,63 \geq 1,5.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР за трансформатором 10/0,4:

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. тр10/0,4}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (86)$$

$$k_{ч.зр} = \frac{39}{167,7} \cdot 1 = 0,23 < 1,2.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР в конце КЛ к ТП:

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. кл}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (87)$$

$$k_{ч.зр} = \frac{405}{167,7} \cdot 1 = 2,41 \geq 1,2.$$

Выдержка времени представлена на рисунке 7.10.

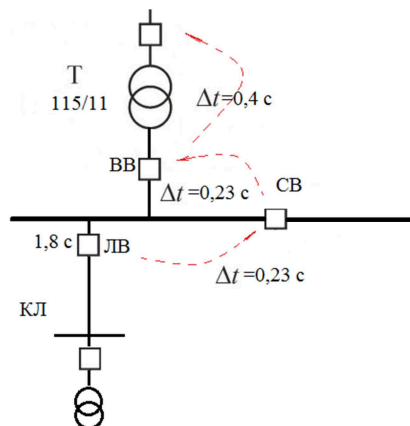


Рисунок 7.10 Выбор выдержки времени МТЗ силового трансформатора

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ ВВ, между ВВ и СВ и между СВ и КЛ:

$$t_{с.в.} = t_{МТЗ.КЛ} + \Delta t = 1,8 + \Delta t; \quad (88)$$

$$\Delta t = t_{откл.кл} + t_{погреш.св} + t_{погреш.кл} + t_{возв.МТЗ.св} + t_{зап}; \quad (89)$$

где $t_{откл.с.в}$ – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с; $t_{погреш.с.в}$ и $t_{погреш.кл}$ – погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, по данным [24] составляет 0,02 с; $t_{возв.МТЗ.т}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [24] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

$$t_{с.в.} = 1,8 + 0,23 = 2,03 \text{ с.}$$

$$t_{в.в.} = t_{с.в.} + \Delta t = 2,03 + \Delta t;$$

$$\Delta t = t_{откл.св} + t_{погреш.в.в} + t_{погреш.с.в} + t_{возв.МТЗ.в.в} + t_{зап}; \quad (90)$$

где $t_{откл.св}$ – время отключения ВВ, по данным [9] составляет 0,06 с;

$t_{погреш.в.в}$ и $t_{погреш.с.в}$ – погрешность выдержки времени МТЗ ВВ и СВ, по данным [24] составляет 0,02 с;

$t_{возв.МТЗ.в.в}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [24] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с:

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

$$t_{в.в.} = 2,03 + 0,23 = 2,26 \text{ с.}$$

$$t_{МТЗ.тр} = t_{в.в.} + \Delta t = 2,26 + \Delta t;$$

где Δt – ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

$$t_{МТЗ.тр} = 2,26 + 0,4 = 2,66 \text{ с.}$$

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 7.12.

Таблица 7.12

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен

Продолжение таблицы 7.12

Ток срабатывания МТЗ ВН	3,07 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с
Пуск МТЗ ВН по напряжению	не предусмотрен
Пуск МТЗ ВН при выводе МТЗ НН	не предусмотрен
Блокировка МТЗ ВН при БТН	не предусмотрена, т.к. выдержка времени

7.2.1.3 Защита от перегрузки силового трансформатора ТДН-10000/110

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн} = \frac{I_{ном.вн} \cdot k_{отс}}{k_B}; \quad (91)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 по [20];

k_B – коэффициент возврата по [20] равен 0,9;

$I_{ном.вн}$ – первичный номинальный ток высокой стороны трансформатора;

$$I_{зп.вн} = \frac{50,3 \cdot 1,05}{0,9} = 58,7 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{зп.вн2} = \frac{I_{зп.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (92)$$

$$I_{зп.вн2} = \frac{58,7 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,98 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн} = \frac{I_{ном.нн} \cdot k_{отс}}{k_B}; \quad (93)$$

$$I_{зп.нн} = \frac{526 \cdot 1,05}{0,9} = 556,6 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{зп.нн2} = \frac{I_{зп.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (94)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$I_{зп.нн2} = \frac{556,6 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 1,86 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100) А и ток срабатывания защиты от перегрузки НН тоже укладывается в допустимый диапазон (0,1-10) А.

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета 9 с.

7.2.1.4 УРОВ трансформатора ТДН-10000/110

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном}; \quad (95)$$

$$I_{уров} = 0,05 \cdot 50,3 = 2,52 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)}; \quad (96)$$

$$I_{уров.2} = \frac{2,52 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,042 \text{ А.}$$

Данное значение укладывается в допустимый диапазон (0,04-2) А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{в,уров} + t_{зап}; \quad (97)$$

$$t_{сз} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Время возврата УРОВ $t_{в,уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{зап}$ взяты из [20].

Настройка УРОВ приведена в таблице 7.13.

Таблица 7.13

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	Предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,042 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Ток срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с

Продолжение таблицы 7.13

Подтверждение пуска УРОВ ВН от сигнала	не предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	Предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	Предусмотрено

7.2.2 Воздушная линия 110 кВ

7.2.2.1 Токовая отсечка ВЛ 110 кВ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ за трансформатором:

$$I_{c.o.} = \max\{I_{кз. макс. В. G1}^{(3)}; I_{кз. макс. А. G2}^{(3)}\} \cdot k_H; \quad (98)$$

$$I_{c.o.} = \max\{2,79; 1,94\} \cdot 1,2 = 3,35 \text{ кВ.}$$

где k_H - коэффициент надежности по каталогу [25] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. макс. в начале вл}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{от. ч. сч}^{(2)}; \quad (99)$$

$$k_{ч.озд} = \frac{4,52}{3,35} \cdot 1 = 1,35.$$

Определим зону действия отсечки.

Построив график зависимости тока короткого замыкания от длины линии рисунок 7.10 видно, что токовая отсечка действует 12,2 км. Это составляет 61 % от всей длины линии.

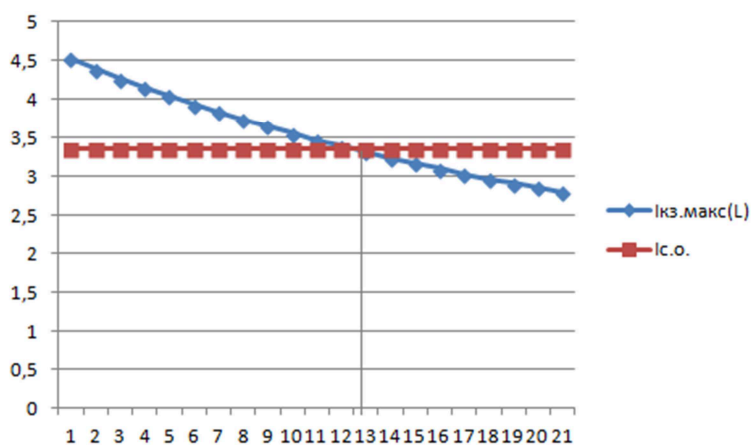


Рисунок 7.10 График зависимости тока КЗ от длины линии.

Настройка ТО приведена в таблице 7.14.

Таблица 7.14

Уставки ТО	Значение
Ток срабатывания ТО	3,35кВ
Действие ТО при включении	Постоянно
ТО	Работа

7.2.2.2 УРОВ ВЛ 110 кВ

Выберем параметры УРОВ, пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [20]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{вл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (100)$$

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 21,02 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}; \quad (101)$$

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{21,02 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,35 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки шкафа настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.\text{ном.тт}}$ равного 5 А:

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{I_{\text{уров.2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}}; \quad (102)$$

$$I_{\text{уров.2.о.е}} = \frac{0,35}{5} = 0,07.$$

Диапазон тока срабатывания $(0,04-0,4) \cdot I_{\text{ном}}$, данная уставка входит в диапазон. Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл.в.т}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап}}; \quad (103)$$

$$t_{\text{уров}} = 0,065 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [25].
Настройка УРОВ приведена в таблице 7.15.

Таблица 7.15

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	Работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Подтверждение пуска УРОВ от КЗС	не предусмотрен
Действие УРОВ на себя	предусмотрено

7.2.2.3 Дистанционная защита линий 110 кВ

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствие с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций доступными на сайте ФСК ЕЭС, но так как на сайте отсутствуют методические указания для фирмы ООО НПП «ЭКРА», то расчет параметров производится по руководящим указаниям [26]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А рисунок 7.11.

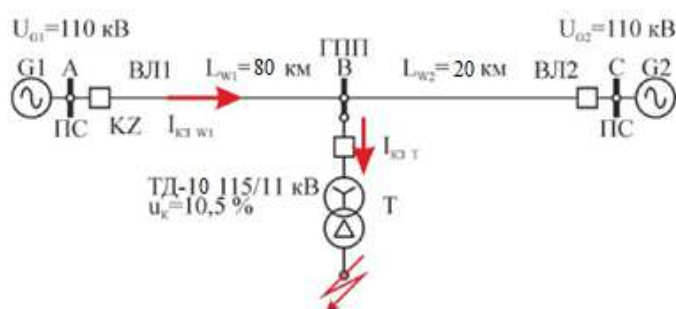


Рисунок 7.11 Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС.

Расчет параметров ДЗ зависит от топологии сети, так для проходной ПС параметры рассчитываются по рисунку 35, а каталога [26].

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [26].

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению строки 2 из таблицы 8 каталога [26]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta}; \quad (104)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным [РУслайд209] принимается 0,05;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным [РУслайд209] принимается 0,1;

$Z_{ВЛ}$ – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ (рис. 7.11) может быть определена по нагрузке трансформатора, т.е. 16 МВА. Если ГПП выполнена по схеме четырехугольник, то при отсутствии точных данных о нагрузке ГПП, максимальная нагрузка ВЛ определяется по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки.

По таблице 3.14 [19] сечение ВЛ 120 мм². Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [19]:

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ1:

$$R_{ВЛ1} = r_0 \cdot L_{ВЛ1} = 0,244 \cdot 20 = 4,88 \text{ Ом}; \quad (105)$$

$$X_{ВЛ1} = x_0 \cdot L_{ВЛ1} = 0,427 \cdot 20 = 8,54 \text{ Ом}; \quad (106)$$

$$R_{ВЛ2} = r_0 \cdot L_{ВЛ2} = 0,244 \cdot 30 = 7,32 \text{ Ом};$$

$$X_{ВЛ2} = x_0 \cdot L_{ВЛ2} = 0,427 \cdot 30 = 12,81 \text{ Ом};$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ1} = 4,88 + j8,54 = 9,83 \cdot e^{j60,3^\circ}.$$

$$Z_{ВЛ2} = 7,32 + j12,81 = 14,75 \cdot e^{j60,3^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{Т1} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 86,8 \text{ Ом}. \quad (107)$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.16 [19] 85 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{Т1} = \Delta P_K \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (108)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$R_{T1} = 85000 \cdot \frac{115^2}{10000^2} = 4,39 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T1} = \sqrt{(Z_{T1})^2 - (R_{T1})^2}; \quad (109)$$

$$X_{T1} = \sqrt{86,8^2 - 4,39^2} = 86,7 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{T1} = 4,39 + j86,7 = 86,8 \cdot e^{j87,1^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{c.з.1} = \frac{9,83 \cdot e^{j60,3^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 8,55 \cdot e^{j60,3^\circ} \text{ Ом} = 4,243 - j7,426 \text{ Ом}; \quad (110)$$

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

Для ТН STEF-110 [27] коэффициент трансформации:

$$n_H = \frac{U_{1.НОМ}}{U_{2.НОМ}}; \quad (111)$$

$$n_H = \frac{110000}{100}.$$

Для схемы ГПП со всей нагрузкой рабочий максимальный ток линии определяется:

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{S_{\text{нагр.вл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}; \quad (112)$$

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 292 \text{ А.}$$

Для ТТ встроенного в выключатель DT1-145 по данным [17] минимальное значение первичного тока равно 292 А, откуда коэффициент трансформации:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						81
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ}}{I_{2.НОМ}}; \quad (113)$$

$$n_T = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1.втор} = Z_{с.з.1.} \cdot \frac{n_T}{n_H}; \quad (114)$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 60,3 градуса. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (рис. 7.12).

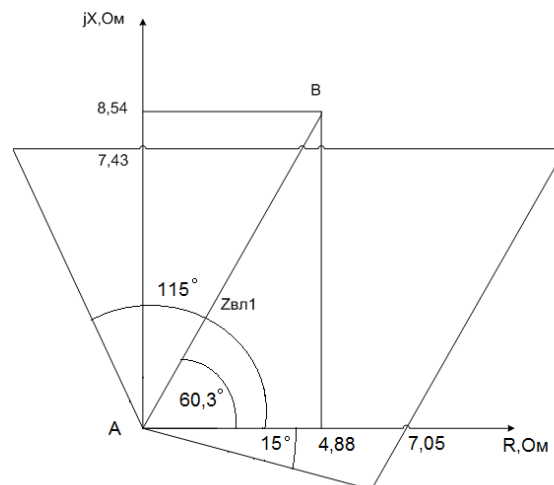


Рисунок 7.12 Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника
Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin\varphi_{1.ст}; \quad (115)$$

$$X_{1.ст} = 8,55 \cdot \sin 60,3 = 7,43 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 1 ступени:

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos\varphi_{1.ст}; \quad (116)$$

$$R_{1.ст} = 8,55 \cdot \cos 60,3 = 4,24 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R характеристики 1 степени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [26] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}; \quad (117)$$

где $\Delta U_{д}$ -падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l; \quad (118)$$

где l-длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 степень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 120 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [28] составляет 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

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

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 1 линии:

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)}; \quad (119)$$

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,38 = 2,06 \text{ кА.}$$

где $I_{кз.мин.вл}^{(3)}$ -ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{2,06} = 2,81 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1ст} + r_{д.макс} = 4,24 + 2,81 = 7,05 \text{ Ом.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА) -15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Определим сопротивления срабатывания 2 ступени ДЗ для нашей схемы, изображенной на рисунке 7.11. При КЗ на стороне НН трансформаторов Т ГПП (оба трансформатора одинаковы, работают раздельно) суммарный максимальный ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора $I_{кз.т} = 0,939$ кА, составляющая ТКЗ протекающая по линии W1 составляет $I_{кз.w1} = 0,477$ кА. Данные токи рассчитаны в программе ТОКО.

Расчет второй ступени ДЗ, линии W1 установленной на ПС А производится по схеме рис. 35, а [26]. Сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ выбирается по двум условиям.

Согласование с 1 ступенью ДЗ линии W2 установленной на ГПП В:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{вл1} + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot Z_{вл2}; \quad (120)$$

где $K_{тII}$ – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения $K_{тII}$ равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по линии W2 при повреждении на шинах ПС С. Так как на ГПП В нет источников мощности, то ТКЗ линий W1 и W2 одинаковы и $K_{тII} = 1$.

Сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ линии W2 установленной на ГПП В определяется как:

Сопротивление 2 ступени ДЗ линии W1:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (4,88 + j8,54) + \frac{0,66}{1} \cdot (7,32 + j12,81) = 8,97 - j15,7 \text{ Ом.}$$

По второму условию обеспечивается отстройка от КЗ на шинах НН напряжения ГПП В:

$$Z_{с.з.2}^{II} \leq 0,85 \cdot (Z_{вл1} + \frac{Z_T}{K_{т.тр}}); \quad (121)$$

где $K_{т.тр}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

Коэффициент токораспределения $K_{т.тр}$ равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по стороне ВН трансформатора Т ГПП В при повреждении на шинах НН ГПП В. В рассматриваемом примере:

$$K_{т.тр} = \frac{I_{кз.w1}}{I_{кз.т}}; \quad (122)$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$K_{т.тр} = \frac{0,477}{0,939} = 0,5.$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ по второму условию:

$$Z''_{с.з.2} \leq 0,85 \cdot \left((4,88 + j8,54) + \left(\frac{4,39 + j86,7}{0,5} \right) \right) = 11,6 + j154,6 \text{ Ом.}$$

Так как сопротивление трансформаторов много больше сопротивления линий, то определяющим, как правило, является меньшее значение, то есть первое условие:

$$Z''_{с.з.2} = 8,97 - j15,7 \text{ Ом.}$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

$$\frac{Z_{л2}}{Z_{л1}} \geq 0,6 \cdot K_{т.л}; \quad (123)$$

$$\frac{7,32 + j12,81}{4,88 + j8,54} = 1,5 \geq 0,6 \cdot 1$$

Нормативное условие выполняется.

Уставка по оси X 2 ступени:

$$X_{2.ст} = Z_{2.ст} \cdot \sin\varphi_{1.ст}; \quad (124)$$

$$X_{2.ст} = 18,1 \cdot \sin 60,3 = 15,7 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 2 ступени:

$$R_{2.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos\varphi_{1.ст}; \quad (125)$$

$$R_{2.ст} = 18,1 \cdot \cos 60,3 = 8,97 \text{ Ом.}$$

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_d = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 2 линии:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		85

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}; \quad (126)$$

где $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$ -ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО;

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,38 = 2,06 \text{ кА.}$$

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{5,78}{2,06} = 2,81 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{2\text{ст}} + r_{\text{д.макс}} = 8,97 + 2,81 = 11,78 \text{ Ом.}$$

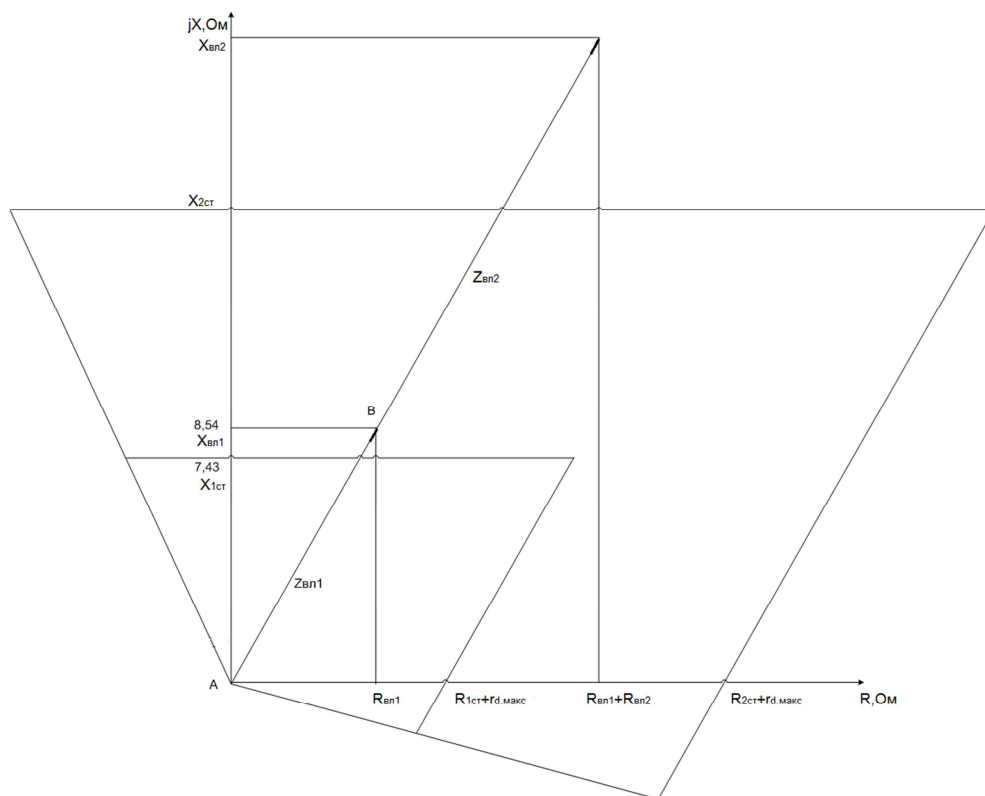


Рисунок 7.13 Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ в виде четырехугольника
Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле по [26]:

$$Z_{с.з.3} = \frac{Z_{самозап}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{3.ст} - \varphi_{раб})}; \quad (127)$$

где $Z_{самозап}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{3.ст}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{1.ст}$;

k_H – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

k_B – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска $Z_{самозап}$ может быть определено по выражению:

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб.макс}}; \quad (128)$$

где $U_{мин}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД, должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным $0,8 \dots 0,9 U_{раб.мин}$;

$k_{самозап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД. Для проходной подстанции ориентировочно он равен по указаниям [26] $1,5 \dots 2,0$.

$I_{раб.макс}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, например, для фирмы ЭКРА рекомендованный к расчету k_B составляет 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{мин} = 0,8 \cdot U_{ном.вн}; \quad (129)$$

$$U_{мин} = 0,8 \cdot 115 = 92 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{самозап} = \frac{92}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 84} = 316 \text{ Ом.}$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos\% = 0,89$, то в нормальном режиме угол не может превысить 28° .

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{с.з.3} = \frac{316}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(60,3^\circ - 28^\circ)} = 297 \text{ Ом.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП (рисунок 7.14).

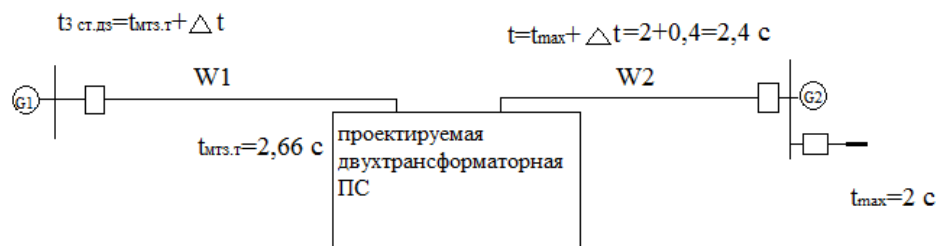


Рисунок 7.14 Расчет выдержки времени 3 ступени

$$t_{3 \text{ ст.дз}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t; \quad (130)$$

$$t_{3 \text{ ст.дз}} = 2,66 + 0,4 = 3,06 \text{ с.}$$

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени – независимые.

Оценим чувствительность 3 ступени ДЗ, для этого на комплексной координатной плоскости изобразим схему сети (см.рисунок 7.11) и характеристику 3 ступени рисунок 7.15.

Для представления на комплексной плоскости кабельной линии трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 110 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{ср.ВН}}}{U_{\text{ср.НН}}}; \quad (131)$$

$$K_T = \frac{115}{11} = 10,45.$$

Погонные параметры линии $A3 \times 120 \text{ мм}^2$, по данным табл. 3.29 [19]:

$$r_0 = 0,258 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,081 \text{ Ом/км.}$$

Длина КЛ составляет 1,1 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

$$R_{\text{кл } 110} = r_0 \cdot L_{\text{кл}1} \cdot K_T^2; \quad (132)$$

$$R_{\text{кл } 110} = 0,258 \cdot 1,1 \cdot 10,45^2 = 30,99 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{кл } 110} = x_0 \cdot L_{\text{кл}1} \cdot K_T^2; \quad (133)$$

$$X_{\text{кл } 110} = 0,081 \cdot 1,1 \cdot 10,45^2 = 9,74 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{кл } 110} = 30,99 + j9,74 = 32,48 \cdot e^{j17,45^\circ}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.12 [19] 85 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\text{T3}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}})^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad (134)$$

$$R_{\text{T3}} = 12200 \cdot \frac{115^2}{630^2} = 406,5 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T3}} = \sqrt{(Z_{\text{T2}})^2 - (R_{\text{T2}})^2}; \quad (135)$$

$$X_{\text{T3}} = \sqrt{1364,5^2 - 406,5^2} = 1302 \text{ Ом.}$$

Параметры трансформатора Т2, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{\text{T2}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (136)$$

$$Z_{\text{T2}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{115^2}{0,63} = 1364,5 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 110 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Уставка по оси Х 3 ступени рассчитывается по формуле (123):

$$X_{3,\text{ст}} = 297 \cdot \sin 85,8 = 290 \text{ Ом.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		89

Уставка по оси R 3 ступени рассчитывается по формуле (124):

$$R_{3.ст} = 297 \cdot \cos 85,8 = 65,7 \text{ Ом.}$$

На рисунке 7.15 третья ступень непропорционально уменьшена (1 см=5 Ом), а сопротивление трансформатора Т2 показано не полностью. Рассчитав уставки по оси X и R, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 110/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго трансформатора.

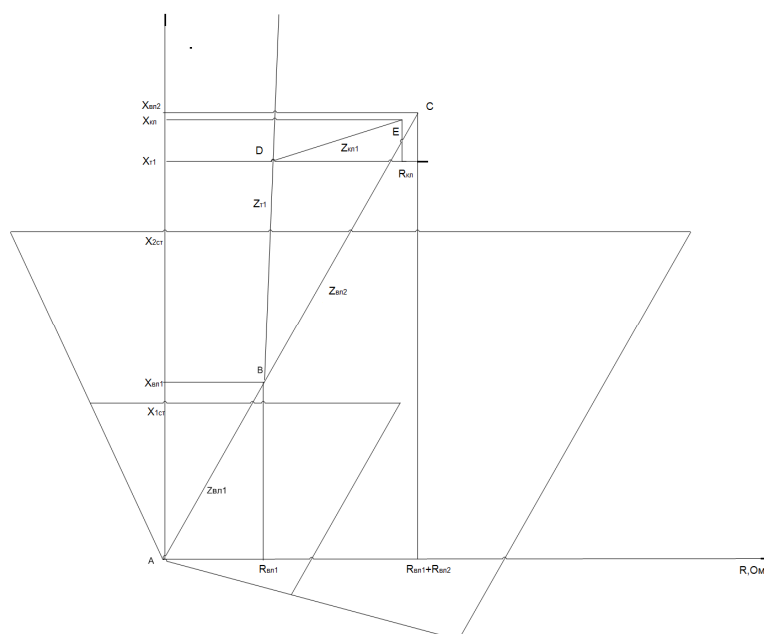


Рисунок 7.15 Характеристика 3 ступени ДЗ ВЛ наложенная на сеть ГПП

7.2.2.4 АПВ ВЛ 110 кВ

На линиях 110 кВ в качестве резервной защиты обычно применяется трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательности с независимыми характеристиками выдержек времени. Для расчета выдержек времени устройства АПВ не учитывается основная быстродействующая защита, т.е. рассматривается худший случай, обуславливающий наибольшие выдержки времени устройства АПВ. Расчетным является случай, когда с того конца, для которого производится расчет, линия отключается I ступенью токовой защиты или дистанционной с временем действия в среднем 0,1-0,15 с. С противоположного конца t_{II} линия отключается обычно с выдержкой времени II ступени защиты, имеющей коэффициент не менее 1,2 для дистанционной и 1,5

для токовой защит. Если же защиты имеют меньшие коэффициенты, то следует учитывать выдержку времени III ступени.

Время отключения выключателя конца линии, для которой ведется расчет $t_{о.в.с}$ не учитывается, так как многие схемы АПВ пускаются при замыкании цепи отключения раньше, чем полностью отключится выключатель. С учетом изложенного выдержка времени устройства АПВ по условию $t_{апв} > t_d$ должна определяться по выражению:

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_d + t_{р.з.п} + k_p \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{о.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_p \cdot \Delta t_{р.с}); \quad (137)$$

где $t_{р.з.п}$, $t_{р.з.с}$ – время срабатывания релейной защиты своего и противоположного конца линии;

t_d – время деионизации в соответствии с [1] равно 0,2 с;

$\Delta t_{р.з.п}$ – разброс выдержек времени релейной защиты противоположного конца линии;

$\Delta t_{р.с}$ – разброс выдержек времени реле времени устройства АПВ своего конца линии.

Так как устройство АПВ и релейной защиты линии 110 кВ устанавливаются в отапливаемых помещениях, то для них $k_{отс} = k_p = 1$.

$$t_{апв} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,065 + 1 \cdot 0,2) = 0,697 \text{ с};$$

Для АПВ с проверкой синхронизма или отсутствия напряжения, кроме расчета времени срабатывания устройства АПВ, производится расчет уставок реле контроля синхронизма и устройства отбора напряжения.

Первичный ток I_1 , мА, трансформатора ТОН определяется по номинальному напряжению сети $U_{ном}$, кВ, и номинальной емкости конденсатора C_k , мкФ:

$$I_1 = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_k = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 2 = 128 \text{ мА} \quad (138)$$

где $\omega \cdot C_k = 2$ мкФ, по [31].

Далее выбирается коэффициент трансформации и схема включений первичной обмотки трансформатора ТОН. Полное число витков вторичной обмотки ТОН $\omega_2 = 1785$. К обмотке подключается реле контроля синхронизма РН-55 с номинальным напряжением 30 В и током 0,14 А. Необходимое число витков первичной обмотки ТОН определяется как:

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

$$\dot{\omega}_1 = \frac{\dot{\omega}_2 \cdot I_2}{I_1} = \frac{1785 \cdot 0,14}{128} = \frac{250}{128} = 1950. \quad (139)$$

Первичная обмотка ТОН имеет 4 секции по 1850 витков, которые перемычками могут включаться последовательно или параллельно в разных помещениях.

Схема включения и число секций первичной обмотки подбирается на основании рассчитанного значения $\dot{\omega}_1$. Результаты расчета приведены в таблице 7.16.

Таблица 7.16

Напряжение сети, кВ	Тип конденсатора	Кол-во	$\dot{\omega} \cdot C_k$	$I_1, \text{мА}$	Расчетное число витков $\dot{\omega}_1$	Действительное число витков
110	СМР-110/ $\sqrt{(3-0,0064)}$	1	2	128	1950	1850

8 ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ ВН ТРАНСФОРМАТОРА ТМ-630 кВА 10,5/0,4 кВ

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [11;12;29]. В качестве примера рассмотрим проверку ТТ 10,5/0,4 кВ (рис. 7.16).

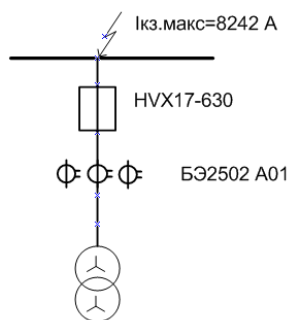


Рисунок 7.16 Исходные данные к проверке ТТ

Рабочий максимальный ток ТВ выбирается по номинальному току трансформатора на стороне ВН с учетом 40% перегрузки. Если известна полная мощность предприятия, то рабочий максимальный ток может рассчитываться по этой величине.

Рабочий максимальный ток ТВ:

$$I_{\text{раб.макс.тв}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}}; \quad (140)$$

$$I_{\text{раб.макс.тв}} = \frac{1,4 \cdot 630 \text{кВ}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{кВ}} = 50,9 \text{ А.}$$

Ранее был принят к установке ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации $n_{\text{т}} = 150/5$.

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз.макс}}^3 \cdot k_{\text{уд}}; \quad (141)$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, по данным приложения 6 каталог [11] при КЗ на присоединении НН ПС $k_{\text{уд}} = 1,85$.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 8,242 \cdot 1,85 = 21,6 \text{ кА.}$$

По данным [17], для ТТ ТОЛ-10 электродинамический ток при номинальном первичном токе составляет:

$$i_{\text{дин}} = 31,8 \text{ кА;}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$W_{\text{к.расч}} = [I_{\text{кз.макс}}^3]^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.вв}}); \quad (142)$$

где $t_{\text{рз}}$ – расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП;

$t_{\text{откл.вв}}$ – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП определяется расчетом. По данным расчета устройства РЗА ТВ выдержка времени ТВ при КЗ на шинах НН ГПП составляет 0,5 с.

По данным [9], полное время отключения ТВ составляет 60мс.

Расчетное время $W_{\text{к}}$:

$$W_{\text{к.расч}} = 8,242^2 \cdot (0,5 + 0,06) = 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

По данным [17] односекундный ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 10 кА, т.о. $V_{к.расч}$:

$$V_{к.кат} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (143)$$

$$V_{к.кат} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$V_{к.кат} \geq V_{к.расч}.$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}; \quad (144)$$

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

$Z_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{конт}$ – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [21] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для $I_{2.ном} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{реле} = \frac{S_{пот}}{I_{2.ном}^2}; \quad (145)$$

$$Z_{реле} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}.$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}; \quad (146)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{расч}$ – расчетная длина соединительного провода;

q – сечение по условию механической прочности, для меди составляет $2,5 \text{ мм}^2$.

Удельное сопротивление для меди составляет:

$$\rho_{си} = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

Для ячеек КРУ длина соединительного провода по данным [30] не превышает 4...6 м, (выбираем 6 м).

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						94
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		

Сопrotивление соединительного провода для БЭ2502А01 составит:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов по данным [30] составит 0,05 Ом.
Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214 \text{ Ом;}$$

По данным [17] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 4, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 50 ВА или $(50/25)=2$ Ом.

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^3}{I_{1.\text{ном}}}; \quad (147)$$

$$k_{\text{расч}} = \frac{8242}{150} = 54,9.$$

Чтоб допустимое сопротивление было больше или равно сопротивлению нагрузки, надо на трансформаторе тока взять 2 обмотки:

$$Z_{\text{доп}} = n_{\text{обм}} \cdot Z_{\text{ном}} \cdot \frac{k_{\text{доп}}}{k_{\text{расч}}}; \quad (148)$$

$$Z_{\text{доп}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{54,9} = 0,292 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{доп}} \geq Z_{\text{расч}}.$$

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

9 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ К СЕТИ 110 кВ

Рассмотрим 2 варианта подключения подстанции Ракитная 110/10 кВ к сети 110 кВ. и выберем оптимальный вариант подключения по режиму сети.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		95

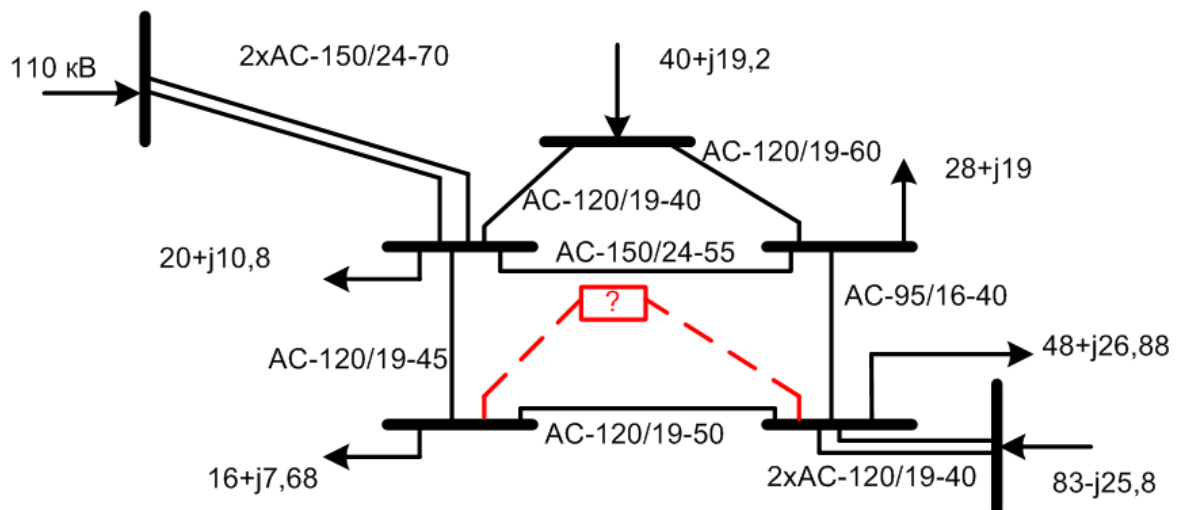


Рисунок 8.1 Исходные данные сети 110 кВ

Для расчета активной (P) и реактивной (Q) мощностей зададимся значением $\text{tg}\varphi=0,56$.

Активная мощность равна:

$$P = \frac{S_H}{\sqrt{1 + \text{tg}^2\varphi}}; \quad (149)$$

где $S_H = 13800 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ – суммарная нагрузка, рассчитанная в начале работы.

$$P = \frac{13,8}{\sqrt{1 + 0,56^2}} = 12 \text{ МВт.}$$

Реактивная мощность равна:

$$Q = P \cdot \text{tg}\varphi; \quad (150)$$

$$Q = 12 \cdot 0,56 = 6,72 \text{ МВАр.}$$

Суммарное сечение ВЛ составляет:

$$F = \frac{I_p}{j_3 \cdot n}; \quad (151)$$

где I_p – расчетный ток;

j_3 – нормированная плотность тока, по [1] принимается равным 1;

n – количество отходящих линий.

Определим расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot 110}; \quad (152)$$

$$I_p = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,5 \text{ A.}$$

Суммарное сечение равно:

$$F = \frac{72,5}{1 \cdot 2} = 36,3 \text{ мм}^2;$$

Округлим сечение провода до ближайшего значения. По справочнику [19] выбираем провод 2хАС-70/11.

Рассмотрим первый вариант подключения подстанции в сеть 110 кВ, представленный на рисунке 8.2.

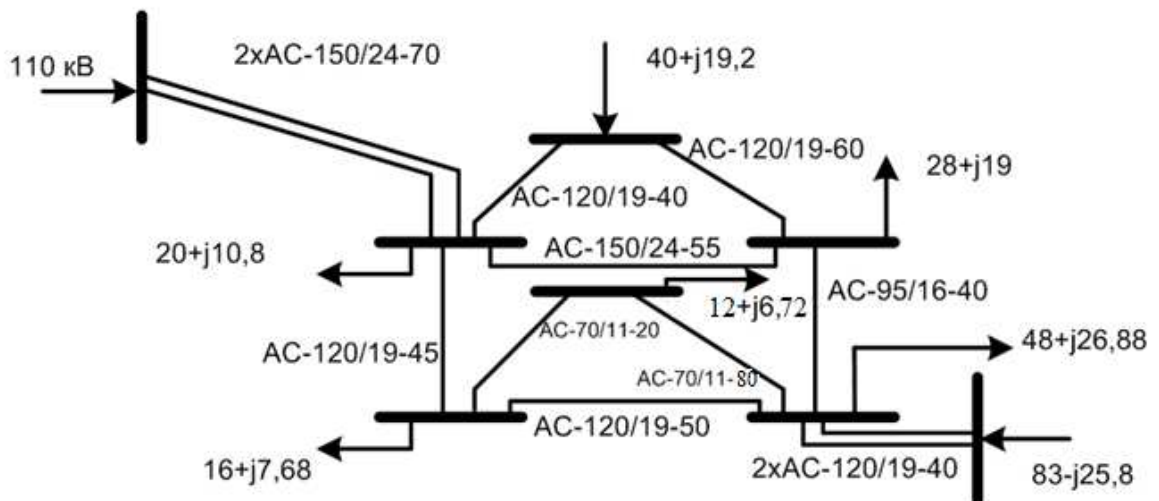


Рисунок 8.2 Первый вариант подключения подстанции к сети 110 кВ

Рассчитаем потоки мощностей и напряжение в узлах в программе NetWORKS для первого варианта подключения подстанции рисунок 8.3.

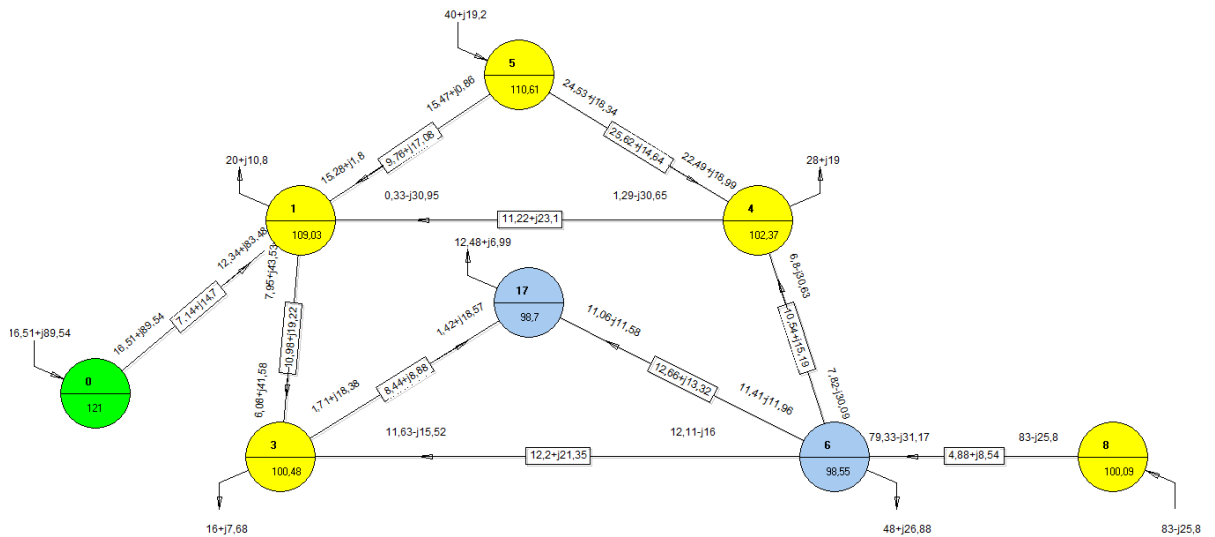


Рисунок 8.3 Расчет потоков мощностей и напряжения в программе для первого варианта подключения подстанции к сети 110 кВ

Рассмотрим второй вариант подключения подстанции в сеть 110 кВ, представленный на рисунке 8.4.

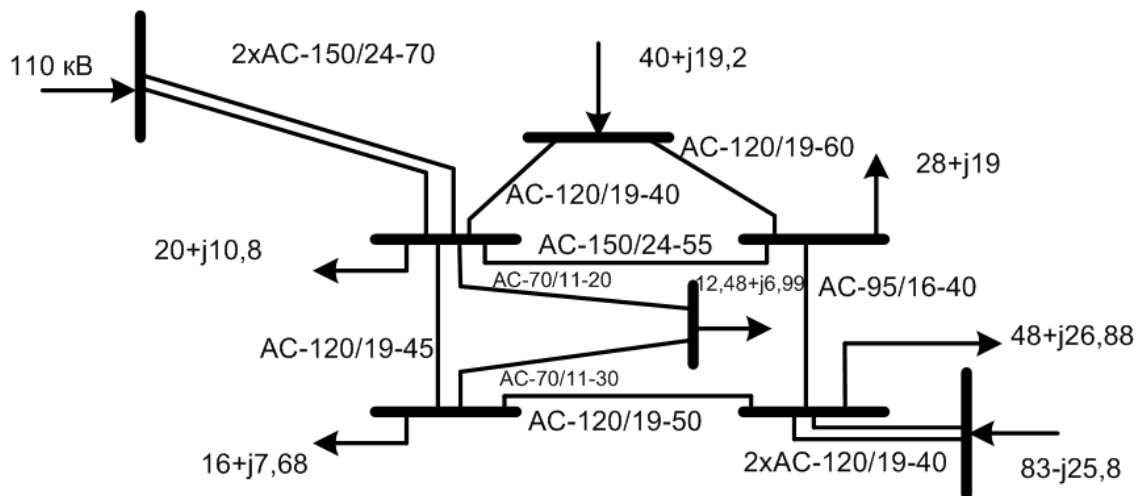


Рисунок 8.4 Второй вариант подключения подстанции к сети 110 кВ

Потоки мощностей и напряжение в узлах, посчитанные в программе NetWORKS, представлены на рисунке 8.5.

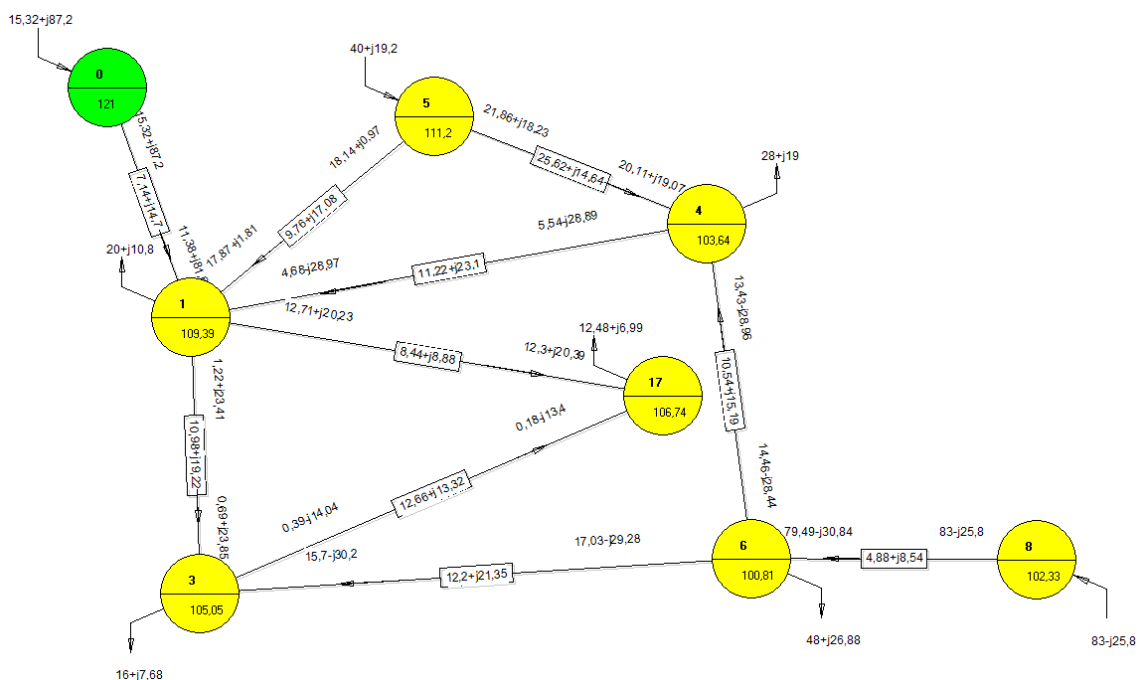


Рисунок 8.5 Расчет потоков мощностей и напряжения в программе для второго варианта подключения подстанции к сети 110 кВ

Из двух вариантов подключения подстанции к сети 110 кВ наиболее оптимальным является второй вариант, так как в первом варианте по результатам расчета в узлах 6 и 17 получилось большое падение напряжения.

Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование релейной защиты и автоматики для данной подстанции было произведено согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		100

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
3. Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
6. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
7. ОАО «Электrozавод». Каталог продукции трансформаторов. - http://www.elektrozavod.ru/production/2_4 .
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
9. NXAIR распределительный устройства среднего напряжения. Техническая документация на воздушный выключатель NXAIR фирма Siemens.
10. Высоковольтное оборудование фирмы Siemens. Техническая документация на выключатель DT-145. Краткий каталог оборудования
11. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
13. ООО «Энергопром». Каталог продукции трансформаторов. - http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn_119.html
14. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть). – 2-е изд. – М.: Энергоиздат, 1981. – 632 с.
15. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – http://www.ekra.ru/produkcija/rza_podstacionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html.
16. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.
17. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. – http://www.czt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog_2014_all.pdf.
18. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.
19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		101

Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.

20. Методические указания от ФСК СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП«ЭКРА».

21. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.

22. Каталог Emax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. – http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/Emax_2.pdf.

23. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999, – 48 с.

24. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv>.

25. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021. Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html>.

26. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

27. Трансформаторы напряжения STEF-110 – http://www.ensor.ru/files/equipment/catalog/Katalog_RITZ.pdf

28. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

29. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.

30. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

31. Голубев М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. Выпуск 546. – М.: Изд-во «Москва энергоиздат», 1982, - 93 с.

32. Трансформаторы тока ТВТ-110. – <http://www.tdtransformator.ru>

					3Ф-382м.00.00.ПЗ	Лист
						102
Изм.	Лист	Недокум.	Подпись	Дата		