

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

(должность)

_____/ _____ /

(подпись и печать)

« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2019 г.

Городская подстанция 110/10 кВ

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2019 ВКР

Руководитель, к.т.н, доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 2019 г.

Автор

студент группы П-472

_____/ И.А.И. Кунди /

« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер, к.т.н, доцент

_____/ Ю.В. Коровин /

« ____ » _____ 2019 г.

Челябинск 2019

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Кунди Исмаила Алааллаха Ибрахима

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Городская подстанция 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от 25.04.2019 г. № 889/51

2. Срок сдачи студентом законченной работы 12.06.2019

3. Исходные данные к работе

- Мощность трёхфазного КЗ на шинах действующей п/ст: в максимальном режиме 1300 МВА, в минимальном режиме 1100 МВА;
- Длина воздушных линий: 40 км;
- К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 8 кабельных линий длиной 1,3 км, питающие РУ с одинаковой нагрузкой: 5 трансформаторов 10/0,4 кВ с нагрузкой 630 кВА каждый.
- Максимальная выдержка времени защит на РП: 1,5 сек.

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

- Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на сторонах высокого и низкого напряжения проектируемой подстанции;
- Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на сторонах высокого и низкого напряжения проектируемой подстанции;
- Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек, питающих линий W1 и W2 на действующей п/ст.

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

- Схема главная электрических соединений городской подстанции 110/10 кВ;
- Схема подстанции с расстановкой устройств релейной защиты и автоматики.

Всего 2 листа

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

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

7. Дата выдачи задания 04.02.2019 г.

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Выбор схем соединений на ВН и НН РУ, выбор опертока, силовых трансформаторов	01.03.2019	
Расчёт токов КЗ и выбор выключателей, разъединителей, КРУ	01.04.2019	
Выбор видов РЗА	01.05.2019	
Оформление ПЗ	25.05.2019	
Разработка чертежей	12.06.2019	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / К.Е. Горшков /

Студент _____ / И.А.И. Кунди /

АННОТАЦИЯ

Кунди И.А.И. – Городская подстанция 110/10 кВ.
– Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2019 г., стр. 68, илл.
10, табл. 25. Список литературы – 42 наименова-
ний. 2 листа чертежей формата А1.

В выпускной квалификационной работе разработана городская подстан-
ция 110/10 кВ. Для этого рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано ос-
нованное силовое оборудование и устройства релейной защиты и автоматики.
Составлены главная схема электрических соединений подстанции и схема
расстановки терминалов релейной защиты и автоматики.

					<i>П-472.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Кунди И.А.И.</i>			<i>Городская подстанция 110/10 кВ</i>		<i>5</i>	<i>68</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Коровин Ю.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова И.М.</i>						
						<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	9
1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции	9
1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции	10
1.3 Схема РП 10 кВ	11
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ	12
2.1 Выбор сечения кабельной линии.....	13
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	15
3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	15
3.1 Определение суммарной максимальной нагрузки	15
3.2 Выбор трансформаторов 110/10 кВ	16
3.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ на РП.....	17
4 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ	17
4.1 Выбор вида оперативного тока.....	17
4.2 Выбор источников оперативного тока.....	17
4.3 Выбор ТСН	18
4.4 Выбор предохранителей для ТСН.....	20
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	20
5.1 Выбор сечения ВЛ.....	21
5.2 Расчет режимов максимальной и минимальной нагрузки.....	22
6 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ	24
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН.....	24
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН.....	27
6.3 Проверка КЛ по термической стойкости.....	29
6.4 Положение секционных выключателей в нормальном режиме.....	30
7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА	30
7.1 Кабельная линия 10 кВ.....	30

7.2 Трансформатор 10/0,4 кВ	31
7.3 Вводной выключатель 10 кВ.....	33
7.4 Секционный выключатель 10 кВ.....	34
7.5 Шины 10 кВ	34
7.6 Трансформатор 110/10 кВ	35
7.7 Воздушная линия 110 кВ.....	38
8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА	39
8.1 Выбор фирмы-производителя УРЗА.....	39
8.2 Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ	40
8.3 Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ	43
8.4 Выбор типоразмера УРЗА вводного выключателя 10 кВ	43
8.5 Выбор типоразмера УРЗА секционного выключателя 10 кВ.....	44
8.6 Выбор типоразмера ЗДЗ КРУ 10 кВ.....	45
8.7 Выбор типоразмера УРЗА в ячейке ТН секции 10 кВ.....	45
8.8 Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 110/10 кВ	46
8.9 Выбор типоразмера УРЗА для выключателя 110 кВ.....	49
8.10 Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 110 кВ	51
9 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА	53
9.1 Токовая отсечка КЛ 10 кВ.....	53
9.2 Максимальная токовая защита КЛ 10 кВ с независимой выдержкой времени	55
9.3 УРОВ выключателя КЛ 10 кВ	56
9.4 Дифференциальная защита трансформатора 110/10 кВ	56
9.5 Дистанционная защита ВЛ 110 кВ	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	64
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	65

ВВЕДЕНИЕ

Разработка электроэнергетического объекта заключается в выборе основного электрооборудования и расчёте режимов его работы. При проектировании подстанции выбираются схемы распределительных устройств высокого и низкого напряжения, рассчитываются токи короткого замыкания, выбираются силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура.

Для защиты подстанции от коротких замыканий и ненормальных режимов устанавливается релейная защита и автоматика. Необходимый объем релейной защиты и автоматики выбирается в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, после чего определяются производитель, типоразмер и функционал терминалов, рассчитываются уставки.

					П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

Обоснование выбора схемы распределительного устройства проектируемой подстанции заключается в обеспечении достаточного уровня надёжности для данных условий и снижении возможных трат путём упрощения выбираемого распределительного устройства без ущерба надёжности. По действующим нормативным документам в Российской Федерации, касающимся проектирования подстанций, относящимся к ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единые Энергетические Сети».

Из положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для РУ 35-220 кВ следует применять схемы с одним выключателем на присоединение.

В соответствии с рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ по регламенту 3.1. [8] применения типовых схем ПС 35-750 кВ и условиях их использования.

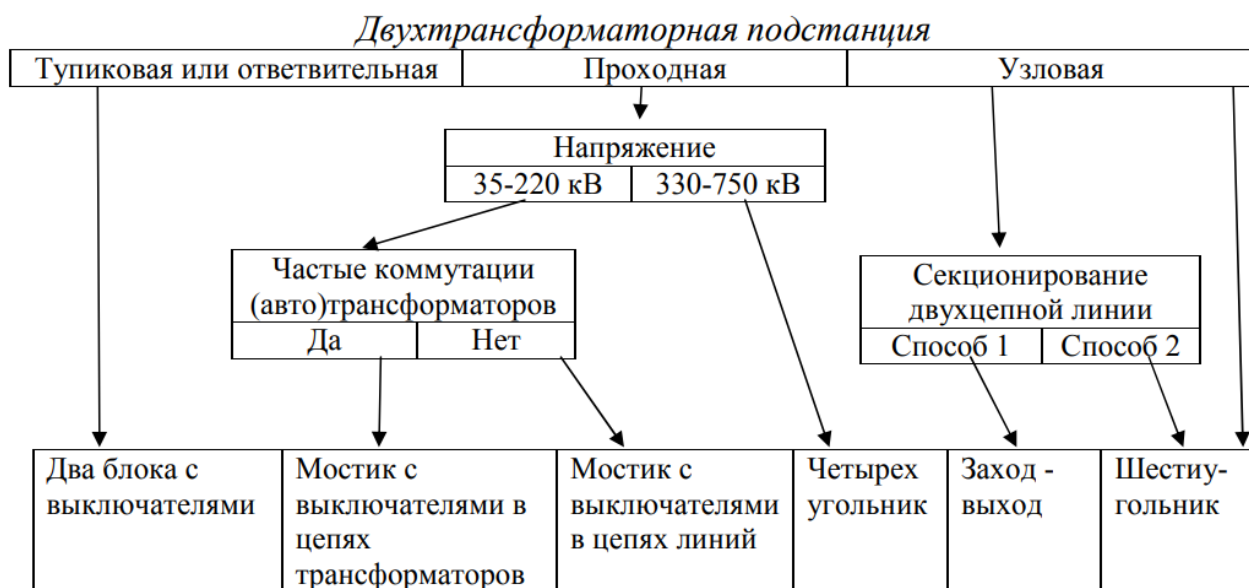


Рисунок 1.1.1 – Варианты выбора схемы РУ ПС

Для тупиковой подстанции с присоединением двух линий на два трансформатора, в соответствии с 2.4, раздел I [8] для заданного класса напряжения

применяется схема №110-4Н «Два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 1.1.2).

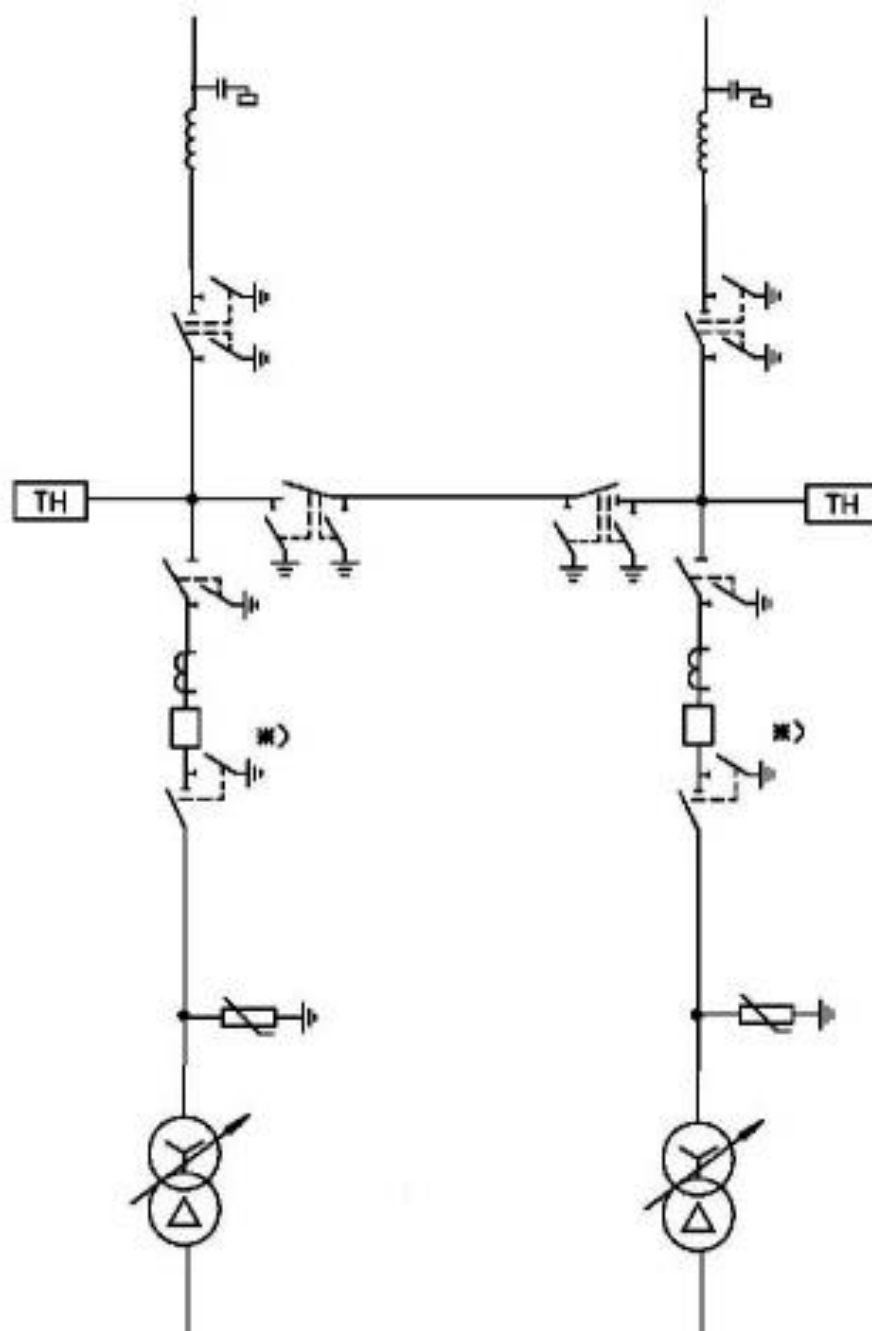


Рисунок 1.1.2 – Схема №110-4Н

1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

В соответствии с 1.11 [5] схема № 10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин» применяется при двух трансформаторах на подстанции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

10

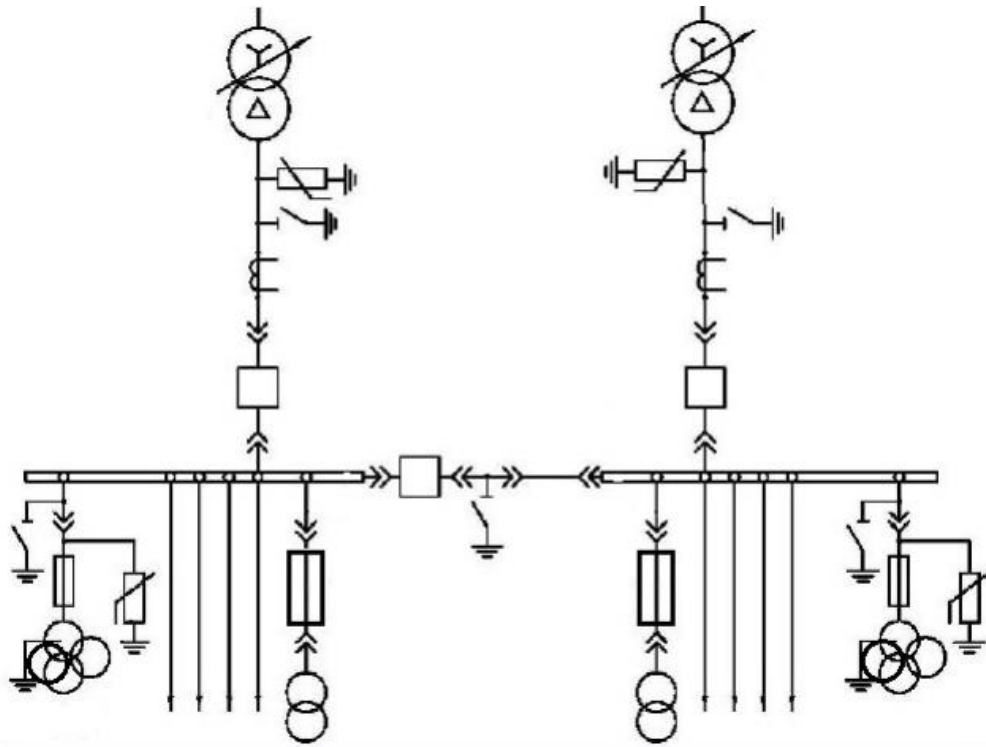


Рисунок 1.2.1 – Схема №10(6)-1

1.3 Схема РП 10 кВ

Для РП 10/0,4 кВ примем одну рабочую систему шин с резервированием от параллельной секции РУ НН.

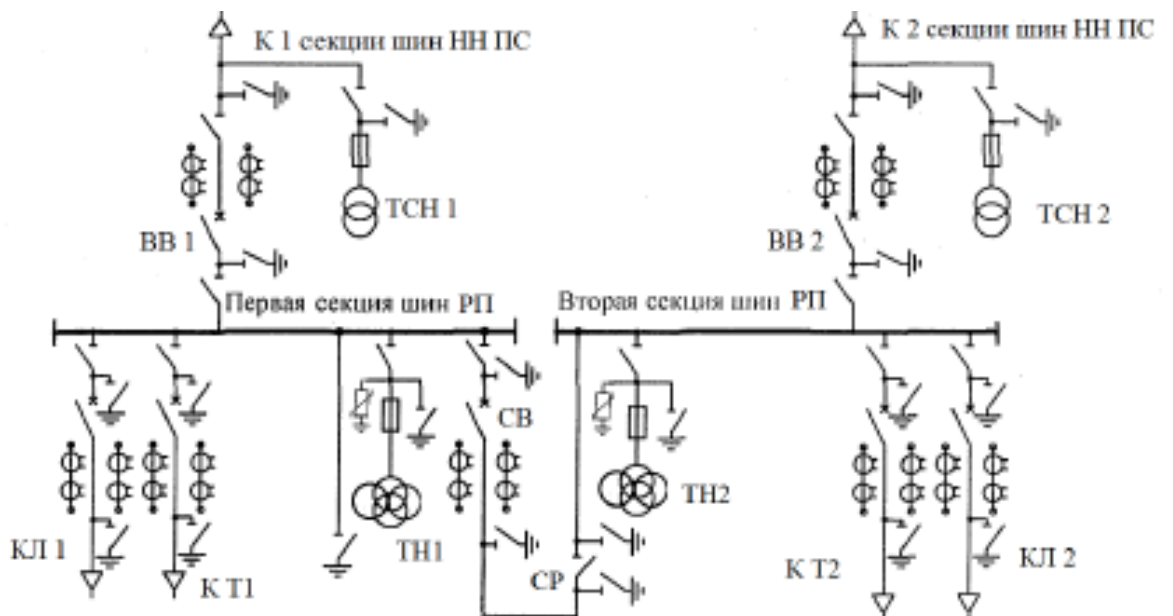


Рисунок 1.3.1 – Схема РП 10 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

11

2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- для сетей с напряжением 110 кВ принят режим эффективно-заземленной нейтрали;
- сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 6.18 [4]: «При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы преимущественно с плавным автоматическим регулированием индуктивности и селективной сигнализацией замыкания на землю».

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».

По пункту 5.11.8 [2], компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения.

Таблица 2.1 – Компенсация ёмкостного тока

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

По НТП ПС [4]:

5.2.1. Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или ДГР нейтралью.

5.4.1. Режим заземления нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов выбирается с учетом... допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования...

5.4.3. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений (ОПН) типа ОПНН или ОПН-110...

Для проектируемой подстанции НН 10 кВ и ВН 110 кВ принимается:

- сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью (определится в дальнейшем расчете);
- сеть 110 кВ – с эффективно заземленной нейтралью.

2.1 Выбор сечения кабельной линии

Для определения режима нейтрали 10 кВ требуется знать величину суммарного ёмкостного тока, который зависит от сечения кабеля и его длины. Генерация емкостного тока другими элементами (ВЛ, шины, трансформаторы, ЭД) пренебрежимо мала.

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по пункту 1.3[1] или по рекомендациям фирм-производителей кабелей:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{ср}}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток КЛ, А;

$I_{\text{н.макс}}$ – максимальный ток нагрузки послеаварийного режима, А;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки, для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена по п. 1.3.6 ПУЭ [1] составляет 1,1;

$K_{\text{с.н}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке КЛ, определяемый по таблице 1.3.26 ПУЭ [1];

$K_{\text{ср}}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды. Примем $K_{\text{ср}} = 1$ (нормальная температура среды.)

- по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{J_{\text{э}}}$$

где $q_{\text{э}}$ – ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм²;

$I_{\text{н}}$ – длительный ток нагрузки нормального режима, А;

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

$J_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², определяемая по таблице 1.3.36 ПУЭ [1].

Мощность нагрузки распределительного устройства по заданию:

$$S_{\text{Н}} = N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}},$$

где $S_{\text{Н}}$ – мощность нагрузки одного РП;

$N_{\text{Т}}$ – количество трансформаторов на шине РП;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$S_{\text{Н}} = 5 \cdot 0,63 = 3,15 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3,15}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1000 = 190 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{\text{Н.МАКС}} = 2 \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 190 = 380 \text{ А.}$$

По таблице 1.3.26 ПУЭ [1] для двух работающих КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{\text{С.Н}} = 0,93$.

$$I_{\text{ДОП}} \geq \frac{I_{\text{Н.МАКС}}}{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{С.Н}} \cdot K_{\text{СР}}} = \frac{380}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 372 \text{ А.} \quad (1)$$

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{Н}}}{J_{\text{э}}} = \frac{380}{2,5} = 152 \text{ мм}^2. \quad (2)$$

Сечение по длительно-допустимому току нагрузки при условии включения через одну КЛ два распределительных устройства (аварийный режим) по таблице 1.3.13 [1] выбирается равным 185 мм² при ступени 400А, что удовлетворяет условию (1). По расчётам (1) и (2) выбирается наибольшее сечение – 185мм².

Из российских заводов-производителей кабельной продукции выбираем ООО «Камский кабель». По каталогу [32] выбираем марку кабеля

ПвП-3х185/25-10,

где Пв – изоляция из сшитого полиэтилена;

					П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

П – оболочка из полиэтилена;

3 – количество жил в кабеле;

185 – номинальное сечение жилы (мм²)

25 – сечение экрана (мм²)

Так как сечение экрана выбирается исходя из расчётов токов однофазных коротких замыканий, то в дальнейшем возможно изменение величины сечения экрана в сторону увеличения.

2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Ориентировочно определить $I_{C\Sigma}$ можно по удельным значениям емкостных токов в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}},$$

где $N_{\text{КЛ}}$ – количество электрически связанных кабельных линий, отходящих от шин НН проектируемой ПС;

$N_{\text{Ц}}$ – количество цепей в КЛ;

$L_{\text{КЛ}}$ – длина КЛ в км;

$k_{\text{КЛ}}$ – удельное значение емкостного тока А/км КЛ.

Из таблицы П1.1 [43] для сечения 185 мм² $k_{\text{КЛ}} = 1,47$ А/км.

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}} = 4 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,47 = 7,6 \text{ А.}$$

Для такой сети (по ПТЭ [2] $I_{C\Sigma} < 20$ А) компенсация не требуется.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Определение суммарной максимальной нагрузки

Максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}};$$

$$S_{\text{ПС}} = 40 \cdot 0,63 = 25,2 \text{ МВА,}$$

где $S_{\text{ПС}}$ – полная мощность проектируемой подстанции;

N_{T} – общее количество трансформаторов, питаемых от подстанции;

S_{T} – номинальная мощность одного трансформатора на РП.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

3.2 Выбор трансформаторов 110/10 кВ

По [39] коэффициент аварийной перегрузки $k_{\Pi} \leq 1,4$, соответственно мощность трансформатора:

$$S_{\text{Т.НОМ.}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\Pi}}$$

Для ПС 110 кВ силовые трансформаторы выбираются по [39], требования к ним изложены в [3 п.2.3.3.1]

Трансформаторы 110 кВ должны быть оснащены устройствами РПН и не менее 4 встроенных трансформаторов тока.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{\text{Т.НОМ.}} \geq \frac{25,2}{1,4} = 18 \text{ МВА.}$$

По [7] выбираем двухобмоточный трансформатор ТДН-25000/110/10 с параметрами:

$$S_{\text{НОМ}} = 25000 \text{ кВА;}$$

$$U_{\text{НОМ.ВН}} = 110 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{НОМ.НН}} = 10 \text{ кВ;}$$

РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней;

Схема соединения обмоток $Y_{\text{H}}/D - D - 11 - 11$.

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{\Pi} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{25,2}{25} = 1,008.$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше расчётного значения, что говорит о возможности увеличения мощности в будущем без дополнительных вложений на замену силового трансформатора.

Запас мощности для перспективного развития подстанции:

$$S_{\text{ПС.МАКС}} = k_{\Pi} = 25 \cdot 1,4 = 35;$$

$$S_{\text{зап}} = S_{\text{ПС.МАКС}} - S_{\text{Т.НОМ}} = 35 - 25,2 = 9,8 \text{ МВА.}$$

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

3.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ на РП

По каталогу ОАО «Электрозавод» выбираем ТМГ-630/10/0,4-У1 с параметрами:

$$S_n = 630 \text{ кВА};$$

$$U_{\text{ном.ВН}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном.НН}} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

Схема и группа соединения обмоток Д/У_н-11.

4 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Выбор вида оперативного тока

В соответствии с [3 п. 2.3.5.2] на проектируемой подстанции 110 кВ питание устройств РЗА, устройств управления оборудованием будет осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. В РУ ВН применяем одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства.

В соответствии с [3, п. 2.3.5.5] в РП и ТП 6-20 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ). В качестве источника переменного тока для питания цепей релейной защиты и автоматики должны использоваться трансформаторы тока и заряженные конденсаторы.

4.2 Выбор источников оперативного тока

В соответствии с [4 п. 9.1.] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН);

Согласно пункту 9.1.8: мощность каждого ТСН не должна быть более 630 кВА для ПС 110 кВ.

На ПС с СОПТ ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ НН 10 кВ.

На ПС с ПОТ ТСН должны присоединяться через предохранители на участке между вводами и их выключателями.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

4.3 Выбор ТСН

Количество ячеек КРУ 10 кВ для схемы № 10(б)-1 «Одна секционированная выключателем система шин» приведено в таблице.

Таблица 4.3.1 – Расчет количества ячеек КРУ 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	8
Итого	16

Таблица 4.3.2 – Определение суммарной активной нагрузки

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	16	16
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			401

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

18

Полная мощность нагрузки ТСН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{401}{0,9} = 356 \text{ кВА},$$

где k_c – коэффициент спроса (принимаем $k_c = 0,8$);

$\cos \varphi$ принимаем = 0,9 для нагрузки в целом.

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ПАО «КрасТехЭнерго», город Красноярск.

По каталогу [34] выбираем ТСН:

ТМГ-400-10/0,4-У/Ун – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 400 кВА.

Выбор ТСН РП 10 кВ.

Таблица 4.3.3 – Выбор ТСН РП 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
ТСН	1
ТН	1
Отходящие присоединения	5
Итого	9

Таблица 4.3.4 – Определение суммарной активной нагрузки:

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	9	9
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			19

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{ТСН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{19}{0,9} = 17 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ПАО «КрасТехЭнерго», город Красноярск.

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

ТМГ-25/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 25 кВА.

4.4 Выбор предохранителей для ТСН

Согласно [4 п. 9.1] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к РП через предохранители.

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в [36,37]

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ОАО «НВА» [33].

По каталогу [35] по таблице подбора предохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с $S_{\text{НОМ}} = 400$ кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А.

Номинальный ток ТСН для РП на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{НОМ.ТСН.10}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТСН.ВН}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А}$$

Номинальный ток предохранителя:

$$I_{\text{НОМ.ПКТ}} \geq 2 \cdot I_{\text{НОМ.ТСН.10}} = 2 \cdot 1,44 = 2,88 \text{ А}$$

По каталогу [33] выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

По максимальным значениям токов короткого замыкания осуществляется проверка выбранного силового оборудования и рассчитываются параметры релейных защит. По минимальным значениям токов КЗ проверяется нормативная чувствительность защит.

Расчет ТКЗ производится в соответствии с:

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- 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 короткого замыкания и выбору электрооборудования [12].

Расчеты ТКЗ для проверки выбранного оборудования, определения и проверки параметров РЗА проводятся в программе «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиСЭ, ЮУрГУ.

5.1 Выбор сечения ВЛ

Рабочий максимальный ток для тупиковых ВЛ определяется по мощности трансформатора проектируемой ПС с учетом 40% перегрузки.

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,183 \text{ кА.}$$

По условию максимально допустимого тока по нагреву подходит провод марки АС-50/8.

Рабочий ток нормального режима работы для тупиковых ВЛ определяется по ранее вычисленной суммарной нагрузке ПС с учетом количества $N_{\text{ВЛ}}$ питающих линий.

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{25,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,132 \text{ кА.}$$

По ПУЭ (п. 1.3.25) [1] экономически выгодное сечение:

$$F = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{132}{0,8} = 165 \text{ мм}^2.$$

где $J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока (по ПУЭ (табл. 1.3.36) [1] примем $J_{\text{ЭК}} = 0,8 \text{ А/мм}^2$).

По условию выбора по экономической плотности тока, подходит провод марки АС-185/24.

Окончательно принимаем сталеалюминевый провод марки АС-185/24.

По условию нагрева по ПУЭ (табл. 1.3.29) [1] неизолированный провод сечением 185 мм^2 выдержит ток 520 А.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

5.2 Расчет режимов максимальной и минимальной нагрузки

Для максимального режима составим расчётную модель в программе «ТоКо».

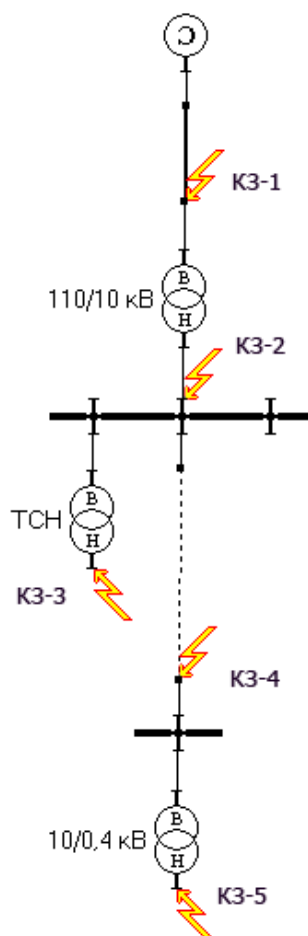


Рисунок 5.2.1 – Расчетная модель

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме

Точка КЗ	$I_{п.0}$, кА
КЗ-1	3,957
КЗ-2	13,216
КЗ-3	0,104
КЗ-4	11,011
КЗ-5	2,031

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

22

Составим расчетную схему для минимального режима программе «То-Ко».

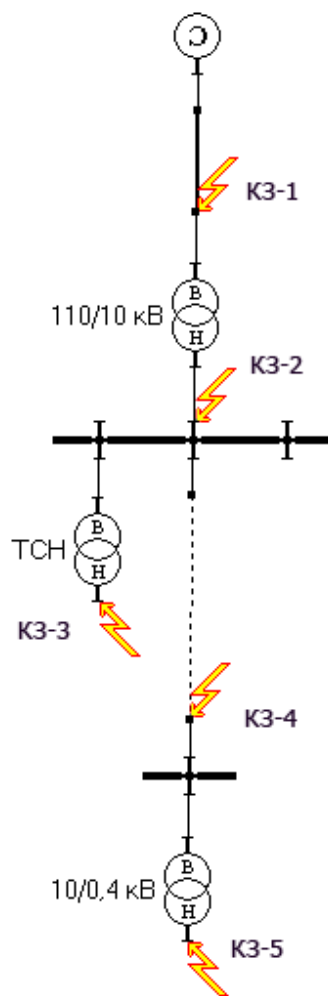


Рисунок 5.2.2 – Расчетная модель для минимального режима

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.2.2:

Таблица 5.2.2 – Токи КЗ в соответствующих точках схемы

Точка КЗ	$I_{П.0}$, кА
КЗ-1	2,55
КЗ-2	9,2
КЗ-3	0,103
КЗ-4	8,15
КЗ-5	1,074

6 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ

6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН

Согласно ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

- В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные;
- На ПС 110 кВ и выше следует применять разъединители пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа.

Согласно НТП ПС (п. 4.12) [4]:

- В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели.

НТП ПС (п. 4.23) [4]:

- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».
- СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [40].
- СТО (6.1) Номинальное напряжение выключателя $U_{В.НОМ}$ должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;
- СТО (6.2) Номинальный ток выключателя $I_{В.НОМ}$, А, в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

Номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока в месте установки: $I_{В.НОМ} > I_{В.РАБ.МАКС}$.

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РЭБ-УЭТМ-110 на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя. Для тупиковой ПС по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,183 \text{ кА.}$$

Определим периодическую составляющую ТКЗ. Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя $I_{К.П}^{(3)} = 3,957 \text{ кА}$, рассчитано в программе «То-Ко» для максимального режима работы.

Определим ударного тока трехфазного КЗ. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [11]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,957 = 10 \text{ кА.}$$

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11].

Определим апериодическую составляющую ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя. По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 3,957 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 2,5 \text{ кА,}$$

где $T_A = 0,05 \text{ с}$ — по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11];

t — сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (принимаем 0,01 с) и минимального времени отключения выключателя:

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Рассчитаем термическое воздействие ТКЗ. По РД-153-340-20527-98 [12] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 3,957^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 17,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с}$,

где $t_{РЗ.МАКС} = 1 \text{ с}$ — максимальное время действия РЗ;

									Лист
									25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

$t_{0,B} = 0,055$ с — полное время отключения выключателя.

Сопоставление расчетных параметров с каталожными приведено в таблице ниже.

Таблица 6.1.1 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	183	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	3,957	$I_{0.НОМ.}, кА$	40
$i_y, кА$	10	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	2,5	$i_{a.доп.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
$B_K, кА^2 \cdot с$	17,6	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² ·с

Сопоставление расчетных параметров РПД-УЭТМ с каталожными приведено в таблице ниже.

Таблица 6.1.2 – Сопоставление расчетных параметров с каталожными разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	183	$I_{НОМ}, А$	2500
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	3,957	-	-
$i_y, кА$	10	$i_{дин}, кА$	102
$i_{a.t}, кА$	2,5	-	-
$B_K, кА^2 \cdot с$	17,6	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$ =	4800 кА ² ·с

6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН

Согласно ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

«В сетях напряжением 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели внутренней установки элегазовые выключатели допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

ПЕТП (п. 2.3.3.3) [3]:

«КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией. Допускается для электросетевых объектов [РУ, РП] в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями».

НТП ПС (п. 4.14) [4]:

«В РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями».

Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20] и аналогичны указаниям по выбору выключателей 110-220 кВ рассмотренным выше.

Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [20].

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара.

Определим рабочий максимальный ток в месте установки выключателя. Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2 \text{ кА.}$$

Определим периодическую составляющую ТКЗ. Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{К.П}^{(3)} = 13,216 \text{ кА}$, посчитано в программе ТоКо.

Определим ударный ток трехфазного КЗ. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87 [11]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 13,216 = 26 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-87 (табл. 3) [11].

Определим апериодическую составляющую ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя. По ГОСТ апериодическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 13,216 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,345 \text{ кА}$$

где $T_A = 0,01 \text{ с}$ — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП (табл. 3) [11];

t — сумма минимального значения времени срабатывания РЗ (принимаем $0,01 \text{ с}$) и минимального времени отключения выключателя:

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Рассчитаем термическое воздействие ТКЗ. По РД-153-340-20527-98[12] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля:

$$W_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 13,216^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 534 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ.МАКС} + t_{О.В} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с,}$

где $t_{РЗ.МАКС} = 1 \text{ с}$ — максимальное время действия РЗ;

$t_{О.В} = 0,055 \text{ с}$ — полное время отключения выключателя.

$T_A = 0,01 \text{ с}$ — по рекомендации ГОСТ 27514-87 для РП [11]

Сопоставление расчетных параметров ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2000 с каталожными приведено в таблице ниже.

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

Таблица 6.2.1 – Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	2000	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	13,216	$I_{О.НОМ.}, кА$	31,5
$i_y, кА$	26	$i_{дин}, кА$	80
$i_{a.t}, кА$	0,345	$i_{a.доп.}$	14,1 кА
$В_K, кА^2 \cdot с$	534	$В_{тер}$	1200 $кА^2 \cdot с$

Сопоставление расчетных параметров СЭЩ-59-01В-2000/31,5 с каталожными приведено в таблице ниже.

Таблица 6.2.2 – Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	2000	$I_{НОМ}, А$	2000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	13,216	-	-
$i_y, кА$	26	$i_{дин}, кА$	80
$i_{a.t}, кА$	0,345	-	-
$В_K, кА^2 \cdot с$	534	$В_{тер}$	1200 $кА^2 \cdot с$

6.3 Проверка КЛ по термической стойкости

Проверка кабеля ПвП-3х185/25-10 на термическую стойкость при КЗ, если ТКЗ на шинах РП равен $I_{К.П}^{(3)} = 11,011$ кА, а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3,05$ с.

По каталожным данным фирмы производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм² составляет $I_{доп(1)} = 22,7$ кА.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, то рекомендуется использовать поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{\text{откл}}}} = \frac{1}{\sqrt{3,05}} = 0,573,$$

в этом случае допустимый ток составит:

$$I_{\text{доп}(3,05)} = I_{\text{доп}(1)} \cdot k = 22,7 \cdot 0,573 = 13 \text{ кА.}$$

Условия термической стойкости выполняются.

6.4 Положение секционных выключателей в нормальном режиме

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС и РП (при его/их наличии) секционные выключатели (СВ) в нормальном режиме отключены. Такое решение позволяет снизить уровни ТКЗ, упростить применяемую РЗА. Необходимая надежность электроснабжения потребителей осуществляется АВР СВ.

7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА

7.1 Кабельная линия 10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.91] для кабельных линий 10 кВ предусматриваются УРЗ от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Защита от КЗ применяется в двухфазном исполнении и включается в одни и те же фазы сети одного класса напряжения, чтобы обеспечить отключение в большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Современные УРЗА выполняются трёх релейными и имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применим трехступенчатую токовую защиту:

- 1) токовая отсечка (ТО);
- 2) токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);
- 3) МТЗ.

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

Чтобы уменьшить время отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от ОЗЗ согласно [1, п. 3.2.96] применяется:

- 1) селективная защита с действием на сигнал;
- 2) селективная защита с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- 3) устройства контроля изоляции (УКИ); отыскание повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При изолированном режиме работы нейтрали следует устанавливать токовую и направленную защиты от ОЗЗ. Согласно [4, п. 9.14.4] установим дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ). Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.1.1 – Принятые к установке виды РЗА КЛ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная трехрелейная):	
ТО	Без выдержки времени
ТОВВ	Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от ОЗЗ:	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

7.2 Трансформатор 10/0,4 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] на трансформаторах 10/0,4 кВ применяются защиты от:

					П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- 1) междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов от внешних КЗ;
- 5) токов перегрузки;
- б) понижения уровня масла.

От междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла в соответствии с [1, п. 3.2.53] для маслянных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла – на отключение.

От повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно [1, п. 3.2.54] применяется токовая отсечка (ТО) без выдержки времени со стороны 10 кВ, при срабатывании отключающая выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, вызванных внешними междуфазными КЗ, согласно [1, п. 3.2.59-3.2.61] устанавливаем МТЗ с действием на отключение со стороны 10 кВ.

Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ согласно [1, п. 3.2.66] осуществляется с помощью МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности.

Во втором случае, который имеет место при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ, ПО защиты по току подключается к трансформатору тока в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ.

От токов перегрузки по [1, п. 3.2.69] установим МТЗ с действием на сигнал. Согласно [4, п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ сведем в таблицу ниже.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Таблица 7.2.1 – Принятые к установке виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита	Двухступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	2-х фазная, 3-х релейная
МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная
Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ	На отключение со стороны ВН
Защита от перегрузки	На сигнал
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

7.3 Вводной выключатель 10 кВ

Согласно [4, п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ 10 кВ применяют:

- 1) МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- 2) ЗДЗ;
- 3) защита минимального напряжения (ЗМН);
- 4) УРОВ.

Все виды РЗА для вводного выключателя 10 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.3.1 – Принятые к установке виды РЗА ВВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. Н вводе секций ПС схема - полная звезда, прочих РУ – неполная звезда с доп. реле.
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

33

7.4 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.2] на секционных выключателях предусматривается:

- 1) МТЗ;
- 2) АВР;
- 3) ЗДЗ;
- 4) УРОВ.

Все виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.4.1 – Принятые к установке виды РЗА СВ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ; по схеме неполная звезда
АВР	От потери питания
ЗДЗ	С контролем тока вводов
УРОВ	На отключение ВВ

7.5 Шины 10 кВ

Согласно [4 п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- 1) ЗДЗ;
- 2) логическая защита шин (ЛЗШ) для ускорения отключения КЗ при отсутствии дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
- 3) УКИ.

В сети с изолированной нейтралью в соответствии с [3, п. 2.3.9] возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения.

Согласно [40, п. 5.6] к ТН ниш НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.5.1 – Виды РЗА секции шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов
ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
АЧР/ЧАПВ	На ТН секции
Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединенных секции или шин, действует по принципу относительного замера.

7.6 Трансформатор 110/10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 110/10 кВ предусматриваются защиты от:

- 1) междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках от внешних КЗ;
- 5) токов в обмотках от перегрузки;
- 6) понижения уровня масла.

Согласно [1, п. 3.2.53] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа от междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижения уровня масла, при увеличении газообразования и снижения уровня масла - на отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле устанавливается отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, устанавливается отдельное газовое реле.

Согласно [42] трансформаторы с РПН 110 кВ должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждениях согласно [1, п. 3.2.54] устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

В соответствии с [1, п. 3.2.55] в зону действия дифференциальной защиты входят соединения трансформатора со сборными шинами.

Для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для повышения чувствительности) в соответствии с [1, п. 3.2.59].

Согласно [1, п. 3.2.61] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН.

Согласно [1, п. 3.2.69] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ (защита от перегрузки) с действием на сигнал.

Для трансформаторов, оснащенных РПН, устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации [1, п. 3.3.61].

Согласно [1, п. 3.2.18] для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ устанавливается УРОВ.

Согласно [4, п. 9.7] на трансформаторах 35-220 кВ устанавливается:

1. один комплект дифференциальной токовой защиты;
2. газовая защита;
3. защита устройства РПН с использованием струйных реле;
4. резервные защиты на сторонах ВН и НН;
5. автоматика регулирования РПН;
6. защита от перегрузки.

Согласно [4, п. 9.7.2] струйное реле должно действовать через устройство дифференциальной защиты и устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащать данные реле двумя отключающими контактами).

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

Резервная защита на стороне ВН выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше согласно [4, п. 9.11.1] предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

1 ступень: без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;

2 ступень: с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Все виды РЗА для трансформатора 110/10 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.6.1 – Принятые к установке виды РЗА двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗТ	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле и реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с дей-

	ствием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-
УРОВ	Выключателя стороны ВН

7.7 Воздушная линия 110 кВ

Для тупиковой ВЛ УРЗА устанавливаются со стороны питания (на существующей ПС).

Согласно [1, п. 3.2.106] для ВЛ должны быть предусмотрены УРЗ от междуфазных и однофазных КЗ.

В рассматриваемой сети 110 кВ возможны качания, следовательно по [1 п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

От однофазных КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно [1, п. 3.3.2] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

В соответствии с [4, п. 9.10.4] на ВЛ 110-220 кВ должно применяться трехфазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

В соответствии с [1, п. 3.3.6] на ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двухкратного действия, без проверки синхронизма [1 п. 3.3.9].

Согласно [1, п. 3.2.18] на выключателях ВЛ 110-220 кВ устанавливается УРОВ.

В соответствии с [4, п. 9.9.6] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются два КСЗ, каждый из которых включает:

- ДЗ от междуфазных КЗ;
- ТНЗНП от однофазных КЗ.

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР					

Защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению [4 п. 9.9.7].

На ВЛ с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ)

По [4 п.9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Все виды РЗА для ВЛ 110 кВ сведем в таблицу ниже.

Таблица 7.7.1 – Принятые к установке виды РЗА ВЛ 110 кВ

Вид РЗА	Примечание
ДЗ	Две ступени, от междуфазных КЗ
ТНЗНП	Три ступени, от однофазных КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
УРОВ	Для каждого выключателя

8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА

8.1 Выбор фирмы-производителя УРЗА

В соответствии с [1] при выборе изготовителей устройств РЗА приоритет следует отдавать компаниям, владеющим производственными мощностями на территории России, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах электросетевого комплекса.

Проведём сравнение трёх фирм-производителей УРЗА – Schneider Electric (ШЭ), ЗАО «Радиус автоматика» и ОАО НПП «ЭКРА» по следующим критериям:

- 1) аттестация «ФСК ЕЭС»;
- 2) наличие справочной и технической документации;
- 3) наличие всех требуемых функций УРЗА объектов НН и ВН ПС;
- 4) наличие типовых схем;
- 5) стоимость терминалов, выполняющих аналогичные функции (возьмем к примеру терминал защиты электродвигателя) [16].

Результаты сравнения сведены в таблицу ниже.

Таблица 8.1.1 – Сравнение фирм-производителей УРЗА

Фирма	Документация	Функции	Схемы	Аттестация «ФСК ЕЭС»	Стоимость терминала, руб
ШЭ	+	+	+	+	845 356,00
РАДИУС	+	+	+	+	459 840,00
ЭКРА	+	+	+	+	200 650,00

В результате проведенного сравнения, в качестве фирмы-изготовителя УРЗА выбираем ОАО НПП «ЭКРА»

8.2 Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ

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 5.1 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 8.2).

УРЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ.

Таблица 8.2.1 – Конфигурация дискретных входов и выходов терминала БЭ2502А01 фирмы ООО НПП «ЭКРА»

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
3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Аварийное от- ключение	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	Неисправный терминал	Используется
15	РПО	Используется			
17	РПВ	Используется			
Х3					
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				
17	Автомат ТН	Используется			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

42

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»

Окончательно выбираем типоразмер БЭ20502А0103-27Е2 УХЛ3.1.

8.3 Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Выберем терминал РЗА для 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 функциям из выше приведенных. Можно взять терминал, как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4. Выбираем типоразмер без цепей напряжения БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует ранее приведенной таблице 8.2.1.

8.4 Выбор типоразмера УРЗА вводного выключателя 10 кВ

Выберем терминал РЗА рабочего ввода НН 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;

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР					

- АПВ;
- АУВ;
- АВР.

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.

8.5 Выбор типоразмера УРЗА секционного выключателя 10 кВ

Выберем терминал РЗА СВ НН 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 защиты и автоматики:

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

Все требуемые виды защиты для КЛ были приведены ранее и их 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 аналоговым цепям только к ТТ,

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует раннее приведенной таблице 8.2.1.

8.6 Выбор типоразмера ЗДЗ КРУ 10 кВ

Фирма ООО НПП «ЭКРА» не выпускает устройства ЗДЗ. Поэтому рассмотрим устройство «БРЕСЛЕР–ЗДЗ1» 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.

8.7 Выбор типоразмера УРЗА в ячейке ТН секции 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 БЭ2502А0402-00Е2 УХЛ 3.1

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

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 типоразмера, 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.

8.8 Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 110/10 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);

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);

- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;

- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;

- защиту от перегрузки (ЗП);

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле минимального напряжения стороны НН 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 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;

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- 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 ниже 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 8.8.1 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 153.

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 течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует

Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
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 153-27Е2 УХЛ4.

На сторону 10 кВ мною выше был выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1.

8.9 Выбор типоразмера УРЗА для выключателя 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;

					П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

- 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 019-27E2УХЛ4.

В таблице ниже приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 019 данные функции.

Таблица 8.9.1 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 019

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Автоматика управления выключателем	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение 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 готовности выключателя	Присутствует
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	Присутствует

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

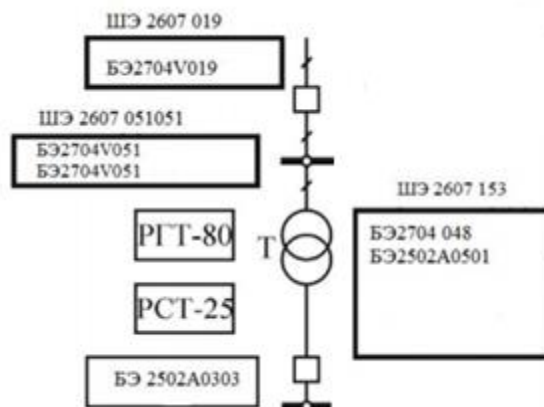


Рисунок 8.9.1 – Расстановка шкафов и терминалов РЗА двухобмоточных трансформаторов при 1 выключателе на стороне ВН

8.10 Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 110 кВ

Выберем типоразмер для ВЛ с односторонним питанием 110 кВ подсоединенная к РУ двумя выключателями 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 091.

Шкаф ШЭ2607 091 содержит один комплект, реализующий функции.

Для шкафа ШЭ 2607 091 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 091-27Е2 УХЛ4.

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V091, 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);
- четырехступенчатая 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);
- четырехступенчатую 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 021-27Е2 УХЛ4.

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

В таблице ниже приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 021 данные функции.

Таблица 8.10.1 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 021

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика блокировки функции продольной ДЗ при неисправности канала связи	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика отключения выключателя УРОВ	Присутствует
Определение места повреждения на ВЛ	Присутствует

9 РАСЧЕТ УСТАВОК УРЗА

9.1 Токовая отсечка КЛ 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП.

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

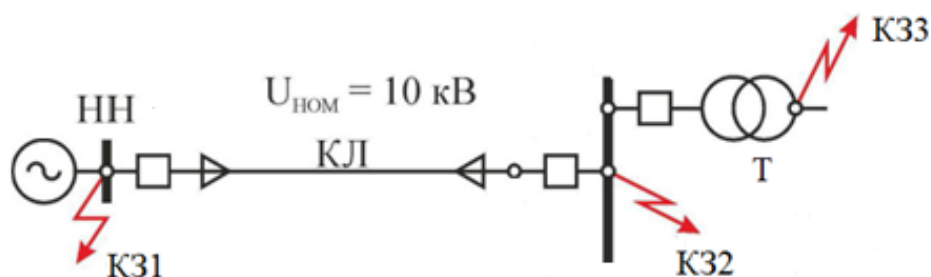


Рисунок 9.1.1 – Схема КЛ, питающей ТП

Значение ТКЗ в точках, были рассчитаны ранее и сведены в таблицу ниже.

Таблица 9.1.1 – Значения ТКЗ в отдельных точках схемы

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ, приведенное к стороне 10 кВ, кА		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим	13,216	11,011	0,081
Минимальный режим	9,2	8,15	0,043

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].

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

$$I_{с.о.1} \geq k_n \cdot I_{кз.макс.} = 1,1 \cdot 11,011 = 12,11 \text{ А,}$$

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

Полученное значение меньше чем ток трехфазного КЗ в начале кабельной линии, по этому введем ТО в работу.

9.2 Максимальная токовая защита КЛ 10 кВ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока кабельной линии:

$$I_{с.з.1} \geq \frac{k_H \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{раб.макс.кл.}$$

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

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

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб.макс.кл.} = \frac{2 \cdot S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2 \cdot 3,15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 354 \text{ А.}$$

По каталогу ТТ [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 с n_T равным 400/5.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 354 = 662 \text{ А.}$$

Оценим чувствительно защиты. Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах РП:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз}}{I_{с.з.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8150}{662} \cdot 1 = 10,6 \geq 1,5.$$

Условие выполняется, МТЗ КЛ по чувствительности соответствует требованиям.

Выбор выдержку времени МТЗ. Выдержка времени МТЗ КЛ независимая, отстраивается от выдержки времени МТЗ ввода 10 кВ ниже стоящего распределительного устройства. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ должна составлять:

$$t_{МТЗ.кл} = t_{МТЗ.г} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

9.3 УРОВ выключателя КЛ 10 кВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \cdot \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,05 \cdot \frac{3150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А.}$$

Ранее был выбран трансформатора тока ТОЛ-10М с n_T равным 400/5.

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{9 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,11 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

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

Время возврата УРОВ $t_{\text{в.уров}}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{\text{п.уров}}$ взяты из [20]. Время запаса $t_{\text{зап}}$ принято 0,1 с.

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

9.4 Дифференциальная защита трансформатора 110/10 кВ

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТДН-25000/110.

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. Расчёт приведен в таблице ниже.

Таблица 9.4.1 – Расчёт токов для трансформатора 110/10 кВ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-110 кВ	НН-10 кВ
Максимальный рабочий ток первичной цепи, А	$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$\frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184$	$\frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2023$
Схема ТТ		У	У
n_T ТТ	$\frac{I_{1.\text{ном.тт}}}{I_{2.\text{ном.тт}}}$	300/5	2500/5
Максимальный рабочий ток вторичной цепи, А	$\frac{I_{\text{раб.макс.}} \cdot k_{\text{сх}^{(3)}}}{n_T}$	$\frac{184 \cdot 1}{300/5} = 3$	$\frac{2023 \cdot 1}{2500/5} = 4$

Определим по каталогу [20] в о.е. минимальный ток срабатывания ДЗТ $I_{\text{с.р.мин}}$, приняв за базовый ток $I_{\text{ном.вн}}$:

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}},$$

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

$I_{\text{нб.расч}}$ - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора:

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

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

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

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

ΔU - относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

$I_{\text{нач.торм}}$ - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е.

Подставим значения:

$$I_{\text{с.р.мин}} = 1,3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,6 = 0,296 \text{ о.е.}$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН было найдено ранее и составляет 13,216 кА. Приведем этот ток к стороне ВН в о.е.:

$$I_{\text{кз.макс}} = I_{\text{кз.макс.кз1}^{(3)}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{раб.макс}}} = 13216 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{184} = 6,87 \text{ о.е.}$$

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

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

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

$$I_{\text{с.р.макс}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 6,87 = 2,83 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_{\text{т}} \geq \frac{I_{\text{с.р.макс}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{кз.макс}} - I_{\text{нач.торм}}} = \frac{2,83 - 0,296}{6,87 - 0,6} = 0,404.$$

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

Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 1 \text{ о.е.},$$

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

$k_{\text{пред.нагр}}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, т.к. трансформатор не перегружен, то примем равным 0,9.

Найдем ток срабатывания дифференциальной отсечки по двум условиям. По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки:

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

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

$$= 1,5 \cdot 6,87 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 5.$$

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

Принимает наибольшее значение их двух $I_{отс} = 6,5$.

Тормозная характеристика ДЗТ приведена на рисунке ниже.

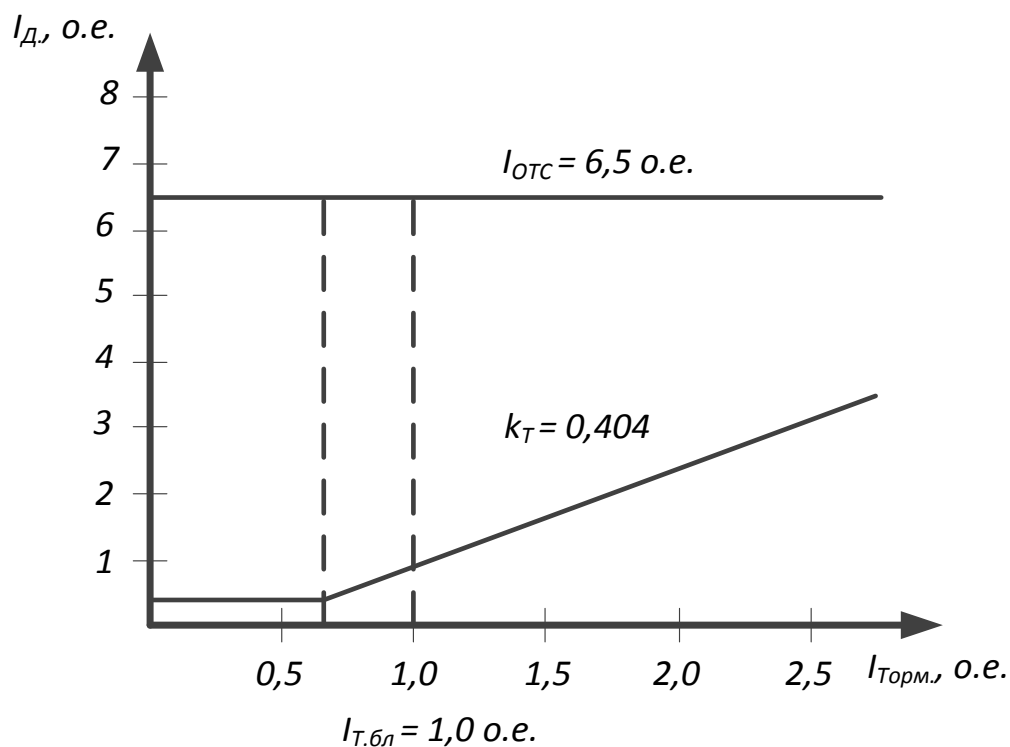


Рисунок 9.4.1 – Расчетная характеристика торможения ДЗТ

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 9,200 кА. 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.

$$I_{кз.мин} = I_{кз.мин.кз1(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{1}{I_{раб.макс}} = 9200 \cdot \frac{11}{115} \cdot \frac{1}{184} = 4,78 \text{ о. е.}$$

Так как тормозной ток при КЗ в трансформаторе отсутствует, то при расчете $k_ч$ берем $I_{с.р.мин}$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.р.мин}}} = \frac{4,78}{0,296} = 16 \geq 2.$$

Чувствительность защиты удовлетворяет требованиям.

9.5 Дистанционная защита ВЛ 110 кВ

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствие с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций [26]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на питающем выключателе тупиковой ВЛ 110 кВ. Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и третьей ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [26]. Ограничимся расчётом первой ступени.

Сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению строки 2 из таблицы 8 каталога [26]:

$$Z_{\text{с.з.1}} = \frac{Z_{\text{вл}}}{1 + \beta + \delta},$$

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

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, принимается 0,1;

$Z_{\text{вл}}$ – сопротивление защищаемой линии.

По таблице 3.14 [19] сечение ВЛ 185 мм². Погонные параметры ВЛ составляют:

$$r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ с учетом её длины:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0,159 \cdot 40 = 6,36 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0,413 \cdot 40 = 16,52 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{вл}} = 6,36 + j16,52 = 17,7 \cdot e^{j69^\circ} \text{ Ом}.$$

					П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1} = \frac{17,7 \cdot e^{j69^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 15,4 \cdot e^{j69^\circ} \text{ Ом}$$

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

Для ТН НАМИ-110 [27] коэффициент трансформации:

$$n_H = \frac{U_{1.\text{НОМ}}}{U_{2.\text{НОМ}}} = \frac{110000}{100}.$$

Рабочий максимальный ток линии определяется по номинальному току трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}$$
$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183 \text{ А.}$$

Для ТТ встроенного в выключатель ДТ1-145 по данным [17] принимаем коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1.\text{НОМ}}}{I_{2.\text{НОМ}}} = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1.\text{втор}} = Z_{с.з.1} \cdot \frac{n_T}{n_H} = \frac{300}{\frac{5}{110000}} = 0,84 \cdot e^{j69^\circ} \text{ Ом.}$$

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

Предварительная уставка по оси X для 1 ступени:

$$X_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot \sin \varphi_{1.\text{ст}};$$
$$X_{1.\text{ст}} = 15,4 \cdot \sin 69 = 14,4 \text{ Ом.}$$

Предварительная уставка по оси R для 1 ступени:

$$R_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot \cos \varphi_{1.\text{ст}};$$
$$R_{1.\text{ст}} = 15,4 \cdot \cos 69 = 5,52 \text{ Ом.}$$

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

Сопротивление дуги по [26] определяется как:

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

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

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l,$$

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

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 185 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [28] составляет 4,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 4,5 = 4,725 \text{ кВ.}$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце ВЛ может быть найден как:

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,55 = 2,2 \text{ кА.}$$

где $I_{кз.мин.вл}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитанный ранее.

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{4,725}{2,2} = 2,15 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1.ст} + r_{д.макс} = 5,52 + 2,15 = 7,67 \text{ Ом.}$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы «ЭКРА» 15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Итоговая характеристика 1 ступени ДЗ показана на рисунке ниже.

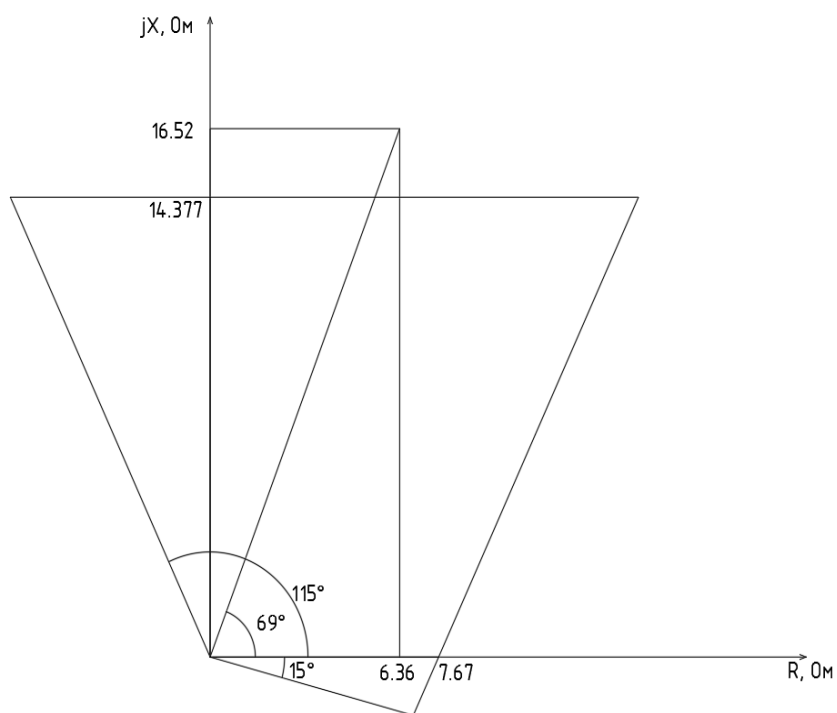


Рисунок 9.5.1 – Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР

Лист

63

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была разработана городская подстанция 110/10 кВ. Выполнены все необходимые расчёты и выбрано требуемое электрооборудование:

- схема РУ на стороне ВН №110-4Н «Два блока с выключателями и не автоматической перемычкой со стороны линий»;
- схема РУ на стороне НН № 10(6)-1 «Одна секционированная выключателем система шин»;
- ВЛ марки АС-185/24;
- два силовых трансформатора: ТДН-25000/110/10-У1;
- кабельные линии 10 кВ марки ПвП 3×185/25-10;
- два ТСН марки ТМГ-400/10-У1.
- трансформаторы 10/0,4 марки ТМГ-630/10-У1.
- выключатели ВН ВЭБ УЭТМ-110;
- Разъединители ВН РПД-УЭТМ-110;
- КРУ СЭЩ-59 с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-Э-10-2000/31,5.

При разработке релейной защиты определены необходимые виды РЗА, выбрана фирма-производитель «ЭКРА», выбраны терминалы и выполнен расчёт уставок некоторых защит.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

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 ПАО «россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе – Москва, 2013 – 196 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 «Электрозавод». 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. РИХ распределительный устройства среднего напряжения. Техническая документация на вакуумный выключатель HVX 17 фирма Alstom Grid.
10. Высоковольтное оборудование фирмы Alstom Grid. Техническая документация на выключатель DT1-145. 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.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

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.cztt.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.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-podstacionnogo-oborudovaniya-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.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

24. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-35-110-kv>.

25. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-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 (антирезонансные однофазные) НАМИ-110 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-110.html>

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. ОАО «Электрокабель». Каталог продукции. – <http://www.elcable.ru/product/catalog/>

33. ОАО «НВА» фирма – производитель трансформаторов собственных нужд.

34. «ПК ХК Электрозавод» г. Москва

35. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР				

36. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше»

37. ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии «ПКТ-ВК, ПКТ, ПКН»

38. ГОСТ 12965-85. Каталог трансформаторов 110 кВ.

39. ГОСТ 14209 – 97

40. СТО 56947007 – 29.130.10.095 – 2011. Выполнение оперативного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС»

41. РД 34.35.113. «Руководящие указания по выбору автоматики энергосистем».

42. «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам класса напряжения 110-750 кВ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.091 – 2011.

					<i>П-4 72.13.03.02.2019 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68