

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ  
ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «СОЛНЕЧНАЯ»**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 413. ВКР**

**Руководитель, доцент**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**Автор**

**студент группы П-472**

\_\_\_\_\_/ Е.В. Карташова /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

**Нормоконтролер, доцент**

\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

## АННОТАЦИЯ

Карташова Е. В. – Релейная защита и автоматика распределительной сети промышленного предприятия 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2017 г., стр. 126, илл. 41, табл. 55. Список литературы – 30 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой подстанции 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 типоразмера 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. Составлены главная схема электрических соединений подстанции, схема подключения терминала защиты силового трансформатора, схема подключения терминала защиты питающей линии.

					<b>13.03.02.2017.413 ВКР</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Карташова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Горшков</i>				5	126	
<i>Реценз.</i>	<i>Алексеев</i>				<b>ЮУрГУ</b>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Горшков</i>				<b>Кафедра ЭССиСЭ</b>		
<i>Утверд.</i>	<i>Кирпичникова</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	10
1.1 Выбор схем РУ на стороне ВН ПС	10
1.2 Выбор схем РУ на стороне НН ПС	12
1.3 Схема РУ 10 кВ (цеха) питающегося от СШ НН ПС	12
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	13
2.1 Выбор сечения КЛ	14
2.2 Расчет суммарного емкостного тока на землю	16
2.3 Компенсация емкостного тока	16
2.4 Выбор НОТ и ДГР	17
3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС	19
3.1 Выбор вида оперативного тока	19
3.2 Выбор источников оперативного тока	19
3.3 Определение мощности ТСН	20
3.4 Выбор предохранителя ТСН	22
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	24
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС	24
4.2 Определение мощности силовых трансформаторов ПС	24
4.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	25
5 РАСЧЕТ ТКЗ	26
5.1 Ручной расчет ТКЗ	26
5.1.1 Расчетная схема	26
5.1.2 Определение параметров схемы замещения	27
5.2 Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо	29
5.3 Расчет ТКЗ в программе ТоКо	29
5.3.1 Выбор сечения ВЛ	29
5.3.2 Расчет максимальных и минимальных режимов в программе ТоКо	30

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ	33
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС	33
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС	36
6.3 Проверка КЛ по термической стойкости	39
6.4 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы	39
7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ	41
7.1 КЛ 10кВ	41
7.2 ЭД 10кВ	42
7.3 Трансформатор 10/0,4 кВ	43
7.4 Генератор 10 кВ	44
7.5 Вводной выключатель 10 кВ	46
7.6 Секционный выключатель 10 кВ	46
7.7 Шины 10 кВ	47
7.8 Трансформатор 110/10 кВ	47
7.9 ВЛ 110 кВ	50
8 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ ПС	53
8.1 Выбор фирмы изготовителя УРЗА	53
8.2 Типоисполнение УРЗА линии 10 кВ	54
8.3 Типоисполнение УРЗА ЭД 10 кВ	55
8.4 Типоисполнение УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ	55
8.5 Типоисполнение УРЗА генератора 10 кВ	56
8.6 Типоисполнение УРЗА вводного выключателя 10 кВ	56
8.7 Типоисполнение УРЗА секционного выключателя 10 кВ	57
8.8 Типоисполнение УРЗА ячейки ТН 10 кВ	58
8.9 Защита от дуговых замыканий КРУ 10 кВ	59
8.10 Централизованная селективная сигнализация ОЗЗ	59
8.11 Типоисполнение УРЗА трансформатора 110/10 кВ	60

8.12	Типоисполнение УРЗА ВЛЭП 110 кВ	60
9	РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА	61
9.1	ЭД 10 кВ	61
9.2	Трансформатор 10 кВ	67
9.3	КЛ	74
9.4	Секционный выключатель 10 кВ	81
9.5	Вводной выключатель 10 кВ	86
9.6	Вводной выключатель в РУ/цеха	90
9.7	ТН 10 кВ	92
9.8	Генератор 10 кВ	96
9.9	Трансформатор 110/10 кВ	98
9.10	ВЛ 110 кВ	105
10	ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	113
11	МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ЦИФРОВОЙ ПРИБОР ФИРМЫ SATEC	115
11.1	Общая информация	116
11.2	Подключение преобразователя	117
11.3	Работа с прибором	119
11.4	Основные технические характеристики	119
11.5	Основные метрологические характеристики	120
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	124

## ВВЕДЕНИЕ

В электрической сети 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. Разработка 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 разработки релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ. Все эти вопросы затронуты в данной работе.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

# 1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

## 1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА, соответственно изменение схемы в процессе разработки ведет переделку как специальной, так и общей частей выпускной квалификационной работы. Выбор схемы РУ осуществляется на основе сравнения нескольких конкурентоспособных вариантов по критерию надежности электроснабжения и минимума приведенных затрат.

Выбираем схемы соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов. Для ПС относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» это:

- положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [3];
- схемы принципиальные электрические РУ подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [5];
- рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем РУ подстанций 35-750 кВ [8].

В соответствии с положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для РУ 35-220 кВ должны применяться 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 критериев их предпочтительного использования (рисунок 1.1.1).

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

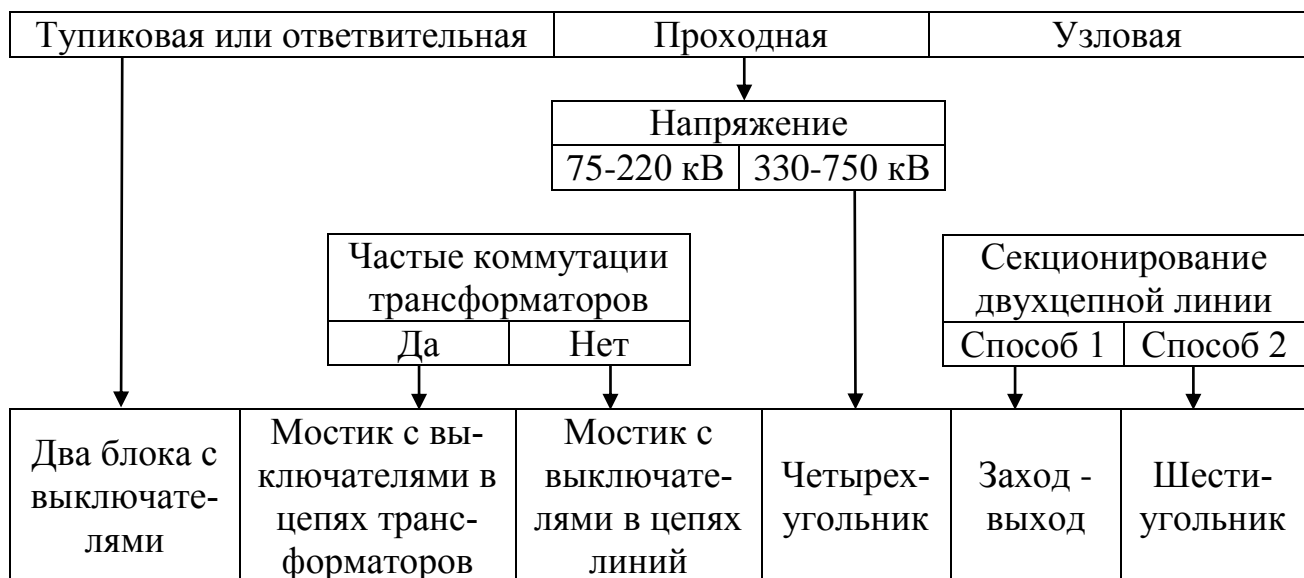


Рисунок 1.1.1 Выбор схемы РУ ПС

Для тупиковой двухтрансформаторной ПС без частых коммутаций трансформаторов применяется «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 1.1.2).

В соответствии со схемами принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [5], типовыми решениями: по пункту 1.5.5 [5] для ПС с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых ПС.

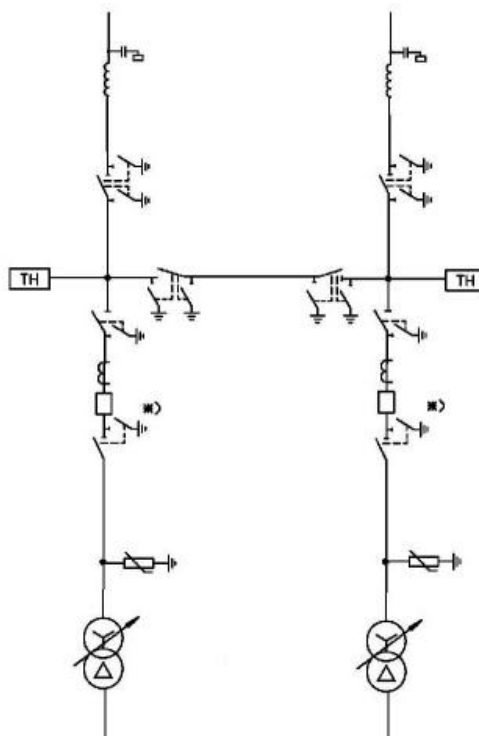


Рисунок 1.1.2 Схема №110-4Н



## 1.2 Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

По «Схемы РУ ПС» (п. 1.11) [5] – Одна секционированная выключателем система шин 10(6)-1 (рисунок 1.2) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

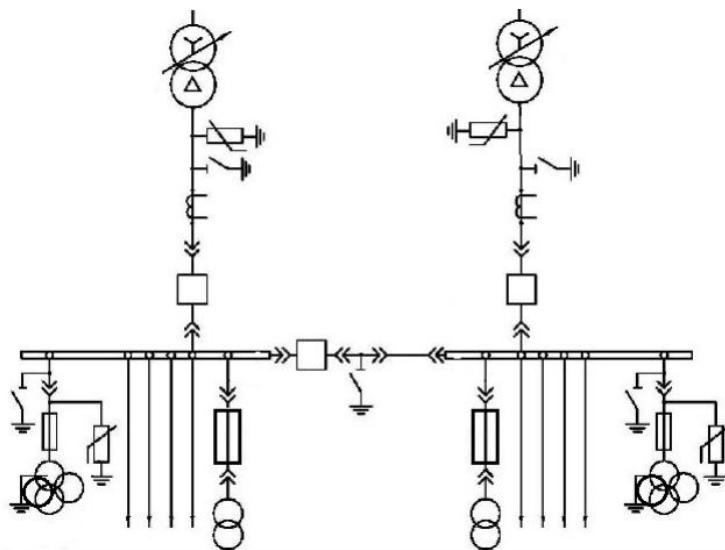


Рисунок 1.2 Схема №10(6)-1

## 1.3 Схема РУ 10кВ (цеха), питаемого от секции шин НН ПС

Электроснабжение цехов промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса. Задана одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами (рисунок 1.3).

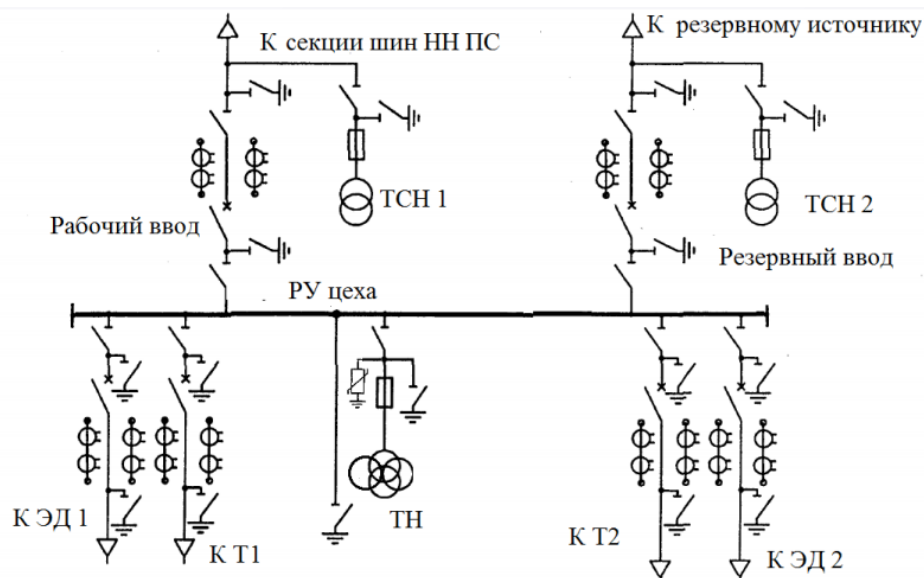


Рисунок 1.3 Схема РУ 10кВ (цеха), питаемого от секции шин НН ПС

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## 2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

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 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

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.

Таким образом для заданного варианта НН 10 кВ и ВН 110 кВ примем:

- 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

При выборе режима нейтрали сети 10 кВ считаем значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который определяется сечением кабельных линий сети и их общей протяженностью. Генерация емкостного тока другими элементами (ВЛ, шины, трансформаторы, ЭД) пренебрежимо мала.

Сечение КЛ 10 кВ выбирается по ПУЭ [1] (Глава 1.3) 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, мм<sup>2</sup>;

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

$J_{\text{Э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>, определяемая по таблице 1.3.36 ПУЭ [1].

По варианту задано:

- 8 трансформаторов мощностью 1 МВА;
- 4 асинхронных двигателя АТД4 мощностью 630 кВт,  $\cos \varphi_{\text{Д}} = 0,88$ ,  $\eta = 0,957$ .

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Выбираем фирму-изготовителя АО «Электрокабель» Кольчугинский завод», г. Кольчугино.

По каталогу выбираем тип кабеля: АПвБП 3×240/25-10,

где А – алюминиевая жила;

Пв – изоляция из СПЭ;

Б – броня из стальных лент;

П – оболочка из полиэтилена;

3 – число жил;

240 – сечение жил;

25 – сечение экрана;

10 – номинальное напряжение.

Полная мощность нагрузки составит:

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos \varphi_D \cdot \eta} = (8 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,63}{0,88 \cdot 0,957} = 10,99 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{10990}{\sqrt{3} \cdot 10} = 634,5 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима:

$$I_{H.МАКС} = I_H = 634,5 \text{ А.}$$

При сечении трехжильного кабеля 240 мм<sup>2</sup>, допустимый ток составляет 392 А, что не соответствует расчетному значению. Выбираем 3 цепи с учетом того, что при ремонте одной цепи, остальные выдержат максимальный ток нагрузки.

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

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{(N_{Ц} - 1) \cdot K_{П} \cdot K_{С.Н} \cdot K_{СР}} = \frac{634,5}{(3 - 1) \cdot 1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 310,1 \text{ А.}$$

Выбираем кабель АПвБП 3×185/25-10.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$q_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{Н}}}{N_{\text{Ц}} \cdot J_{\text{Э}}} = \frac{634,5}{3 \cdot 1,7} = 124,4 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше, чем выбранное по экономической плотности тока, окончательно принимаем КЛ к РУ – АПВБП 3×185/25-10.

## 2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

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

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

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.

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ОФ}} \cdot U_{\text{Ф}} \cdot 10^{-6} \frac{\text{А}}{\text{км}},$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения, с<sup>-1</sup>;

$C_{\text{ОФ}}$  – емкость 1 км кабеля, мкФ;

$U_{\text{Ф}}$  – фазное напряжение, В.

По каталогу фирмы производителя [32] емкость 1 км кабеля типа АПВБП 3×185/25-10 составляет 0,42 мкФ.

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ОФ}} \cdot U_{\text{Ф}} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314 \cdot 0,42 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,28 \frac{\text{А}}{\text{км}}.$$

$$I_{\text{СЭ}} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 3 \cdot 1,3 \cdot 2,28 = 26,7 \text{ А}.$$

Для такой сети (по ПТЭ [2]  $I_{\text{СЭ}} > 20 \text{ А}$ ) требуется компенсация.

## 2.3 Компенсация емкостного тока

Реализация компенсации емкостного тока осуществляется в соответствии с «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

землю в электрических сетях 6-35 кВ. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87)» [33], инструкциями фирм производителей, требованиями ПТЭ [2] и ПУЭ [1].

1. Компенсация емкостного тока осуществляется заземляющими ДРГ.
2. ДРГ подключается в нейтраль отдельно от (нейтралеобразующего) трансформатора (НОТ) через разъединитель.
3. Схема соединения НОТ звезда-треугольник.
4. НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью.
5. НОТ подключается через выключатель.
6. На заземляющем вводе ДРГ устанавливается ТТ.

#### 2.4 Выбор НОТ и ДРГ

По ТИ 34-70-070-87 п. 3.1. [33] мощность ДРГ выбирается по значению емкостного тока сети увеличенному на 25%.

Расчетная мощность реакторов:

$$Q_K = I_C \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}},$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$I_C$  – емкостной ток замыкания на землю.

$$Q_K = I_C \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}} = 1,25 \cdot 26,7 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 192,69 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва.

Выбираем ДРГ по каталогу фирмы [24]:

РЗДПОМА-500/10 У1 – реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с автоматическим управлением, на максимальную мощность 500 кВт, на номинальное напряжение 10 кВ, с диапазоном токов компенсации 5,0-80,0 А, встроенным ТТ ТВ-35-100/5.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через заземляющие фильтры ФЗМ-500/10 У1, с обмоткой, выполненной по схеме «зигзаг» (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 Условное обозначение ДГР на схеме и схема соединения обмоток

### 3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС

#### 3.1 Выбор вида оперативного тока

По ПЕТП п. 2.3.5.2 [3]:

«Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием на подстанциях 110 кВ должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ)»;

«Для ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в РУ ВН применять две аккумуляторные батареи (АБ) и 4 зарядных устройства (ЗУ) по два на каждую АБ».

По ПЕТП п. 2.3.5.3 [3]:

«На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В».

По ПЕТП п. 2.3.5.5 [3]:

«В цехах применяем переменный оперативный ток (ПОТ). Источниками для питания цепей защиты и управления являются ТТ и предварительно заряженные конденсаторы».

#### 3.2 Выбор источников оперативного тока

По НТП ПС п.6.1 [4]:

«На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН)»;

«Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110 кВ»;

«ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ НН 6-35 кВ»;

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

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19



### 3.3 Определение мощности ТСН

Из-за отсутствия исчерпывающих данных о технических характеристиках оборудования СН мощность ТСН определяем по ориентировочным данным (таблица 3.3.1).

Таблица 3.3.1 Ориентировочные данные о технических характеристиках оборудования

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

При трансформаторах с расщепленными обмотками НН РУ НН выполнено по схеме 10-2 – две секционированные выключателями системы шин. Определим количество ячеек КРУ 10 кВ (таблица 3.3.2):

Таблица 3.3.2 Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1-4 секция	4
Секционный выключатель	2
Секционный разъединитель	2
ТСН 1 и ТСН 2	2
ТН 1-4 секция	4
Отходящие присоединения	6
ДГР и НОТ 1-4 секции	4
Итого	24

Определение суммарной активной нагрузки (таблица 3.3.3):

Таблица 3.3.3 Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	6	30
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	24	24
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	4	100
Итого			479

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{479}{0,9} = 430 \text{ кВА},$$

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

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

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва.

По каталогу [27] выбираем ТСН:

ТМГ-630/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 630 кВА.

Выбор ТСН цеха 10 кВ (таблица 3.3.4).

Таблица 3.3.4 Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН 1 и 2	2
ТН	1
Отход присоединения	8
Итого	13

Определение суммарной активной нагрузки (таблица 3.3.5).

Таблица 3.3.5 Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	13	13
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			23

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{23}{0,9} = 20,444 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «ПК ХК Электрозавод», г. Москва.

По каталогу фирмы [27] выбираем ТСН:

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

### 3.4 Выбор предохранителей на ТСН

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

По каталогу по таблице подбора предохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с  $S_{\text{НОМ}} = 630$  кВА рекомендуемый номинальный ток предо-

хранителя 63 А. По таблице «Технические характеристики» каталога [36] выбираем предохранитель ПКТ-102-10-63-31,5 УЗ, с током отключения 31,5 кА.

Номинальный ток ТСН 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 ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

## 4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Полная мощность нагрузки цеха:

$$S_{\text{н.цх}} = (N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т}}) + \frac{N_{\text{Д}} \cdot P_{\text{Д}}}{\cos \varphi_{\text{Д}} \cdot \eta} = (8 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,63}{0,88 \cdot 0,957} = 10,99 \text{ МВА.}$$

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{цх}} \cdot S_{\text{н.цх}} = 6 \cdot 10,99 = 65,94 \text{ МВА.}$$

### 4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

Требования к трансформаторам, устанавливаемым на ПС, изложены в ПЕТП (п. 2.3.3.1) [3]:

Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться:

- устройствами РПН;
- не менее чем четырьмя встроенными ТТ.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

Коэффициент аварийной перегрузки  $k_{\text{П}} \leq 1,4$  по ГОСТ 14209-97. Мощности основных трансформаторов ПС:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{П}}} = \frac{65,94}{1,4} = 47,1 \text{ МВА.}$$

Выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней – ТРДН-63000 115/10,5-10,5 Ун/Д-Д-11-11 с расщепленными обмотками НН.

По каталогу [27] исполнение трансформаторов:

ТРДН-63000/110-У1:

$S_{\text{НОМ}} = 63000 \text{ кВА};$

$U_{\text{НОМ.ВН}} = 115 \text{ кВ};$

$U_{\text{НОМ.НН}} = 10,5 - 10,5 \text{ кВ};$

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

Схема и группа соединения обмоток Ун/Д-Д-11-11.

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$k_{\Pi} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{65,94}{63} = 1,05.$$

#### 4.3 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РУ (цеха)

По ПЕТП (п. 2.3.3.1) [3] требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ:

- должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие;
- со схемой соединения обмоток Д/Ун.

По каталогу [27] выбираем ТМГ-1000/10-У1 с параметрами:

$$S_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ кВА};$$

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

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

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

Схема и группа соединения обмоток Д/Ун-11.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

## 5 РАСЧЕТ ТКЗ

По максимальным значениям ТКЗ осуществляется проверка выбранного первичного оборудования и рассчитываются параметры некоторых защит. По минимальным значениям ТКЗ проверяется нормативная чувствительность защит.

Расчет ТКЗ производится в соответствии с [11, 12]:

При выполнении практических расчетов ТКЗ применяется программ «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ.

### 5.1 Ручной расчет ТКЗ

#### 5.1.1 Расчетная схема

Для ручного расчета, не влияющего на значения ТКЗ по которым проверяется оборудование, выбираются уставки или определяются коэффициенты чувствительности, составляется простейшая расчетная схема и схема замещения сети и проектируемой ПС (рисунки 5.1.1.1 и 5.1.1.2).

Целью ручного расчета является определение значения трехфазного ТКЗ на шинах НН проектируемой ПС и сравнение полученного ТКЗ с результатом расчета аналогичной схемы в программе ТоКо.

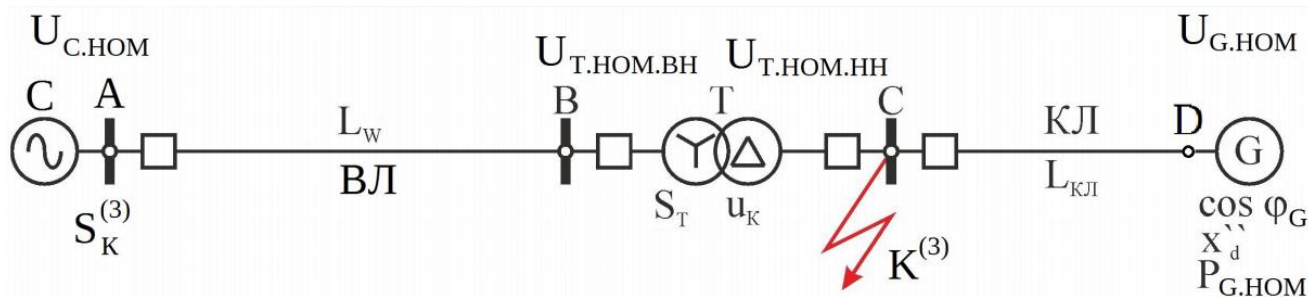


Рисунок 5.1.1.1 Расчетная схема

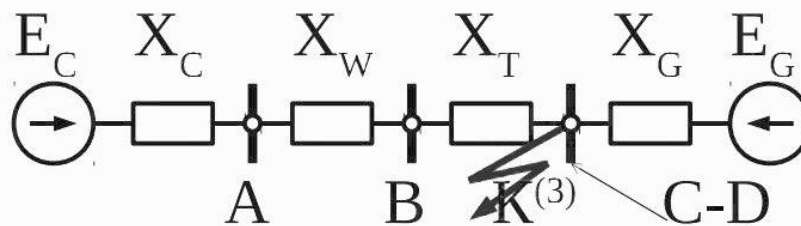


Рисунок 5.1.1.2 Схема замещения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

26

Для упрощения ручного расчета применяется ряд допущений, разрешенные ГОСТ и РД:

- для расчета трехфазного КЗ энергосистема задается ЭДС и реактансом прямой последовательности;
- для упрощения ручного расчета ВЛ 110 кВ задается только индуктивным сопротивлением;
- двухобмоточный трансформатор задается индуктивным сопротивлением, а трансформатор с расщепленной обмоткой двумя последовательно включенными индуктивными сопротивлениями обмоток ВН и одной из ветвей НН;
- генератор входит в схему замещения сверхпереходными ЭДС и индуктивным сопротивлением.

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{T.НОМ.ВН}}{U_{T.НОМ.НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

### 5.1.2 Определение параметров схемы замещения

ЭДС системы следует принимать равной среднему номинальному напряжению сети соответствующей ступени напряжения:

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

$$E_C = 115 \text{ кВ.}$$

ЭДС энергосистемы, приведенная к напряжению точки КЗ:

$$E_{C.НН} = \frac{E_C}{K_T} = \frac{115}{10,95} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы (реактанс):

$$X_C = \frac{U_{СР.НОМ}^2}{S_K^{(3)}} = \frac{115^2}{1100} = 12,02 \text{ Ом.}$$

Реактанс энергосистемы, приведенный к точке КЗ:

$$X_{C.НН} = \frac{X_C}{K_T^2} = \frac{12,02}{10,95^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27



Индуктивное сопротивление ВЛ:

$$X_W = X_{уд} \cdot L_W = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ, приведенное к точке КЗ:

$$X_{W.НН} = \frac{X_W}{K_T^2} = \frac{12}{10,95^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

- на ВН:

$$X_{Т.ВН} = 0,125 \frac{u_K}{100} \frac{U_{Т.НОМ.ВН}^2}{S_{Т.НОМ}} = 0,125 \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 2,76 \text{ Ом;}$$

- на НН:

$$X_{Т.Н1} = X_{Т.Н2} = 1,75 \frac{u_K}{100} \frac{U_{Т.НОМ.ВН}^2}{S_{Т.НОМ}} = 1,75 \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 63} = 38,57 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению точки КЗ:

$$X_{Т.НН} = \frac{X_T}{K_T^2} = \frac{2,76 + 38,57}{10,95^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Ток от системы в месте трехфазного КЗ:

$$I_{К.С.НН}^{(3)} = \frac{E_{С.НН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.НН} + X_{W.НН} + X_{Т.НН})} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,1 + 0,1 + 0,34)} = 11,127 \text{ кА.}$$

Полная мощность генератора:

$$S_{G.НОМ} = \frac{P_{G.НОМ}}{\cos \varphi_G} = \frac{4000}{0,8} = 5000 \text{ кВА.}$$

Номинальный ток генератора:

$$I_{G.НОМ} = \frac{S_{G.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{G.НОМ}} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 274,93 \text{ А.}$$

Сверхпереходное сопротивление генератора:

$$X_G = X_d'' \cdot \frac{U_{G.НОМ}^2}{S_{G.НОМ}} = 0,14 \cdot \frac{10,5^2}{5} = 3,087 \text{ Ом.}$$

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

ЭДС генератора:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$E_G = \sqrt{(U_{G.HOM} \cdot \cos\varphi_G)^2 + (\sqrt{3} \cdot X_G \cdot I_{G.HOM} + U_{G.HOM} \cdot \sin\varphi_G)^2}$$

$$= \sqrt{(10500 \cdot 0,8)^2 + (\sqrt{3} \cdot 3,087 \cdot 274,93 + 10500 \cdot 0,6)^2}$$

$$= 11442,596 \text{ В.}$$

Ток от генератора в месте трехфазного КЗ:

$$I_{K.G.HH}^{(3)} = \frac{E_G}{\sqrt{3} \cdot X_G} = \frac{11,442}{\sqrt{3} \cdot 3,087} = 2,14 \text{ кА.}$$

Суммарный ток в месте КЗ:

$$I_{K.C.HH}^{(3)} = I_{K.C.HH}^{(3)} + I_{K.G.HH}^{(3)} = 11,127 + 2,14 = 13,267 \text{ кА.}$$

## 5.2 Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо

Определим в ТоКо ТКЗ из рассмотренного выше примера, настроив программу на те же допущения (рисунок 5.2.1).

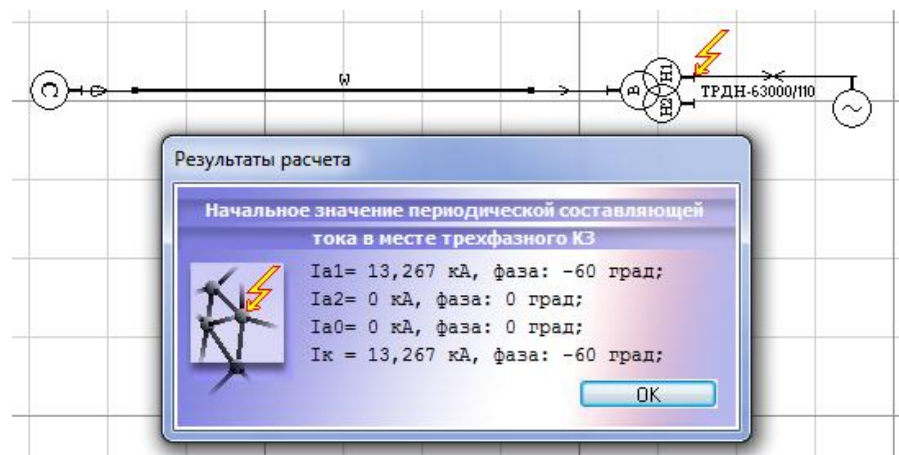


Рисунок 5.2.1 Результат расчета ТКЗ в программе ТоКо

Расчет в программе ТоКо при тех же допущениях полностью совпал.

## 5.3 Расчет ТКЗ в программе ТоКо

Расчеты ТКЗ для проверки выбранного оборудования, определения и проверки параметров РЗА проводятся в программе ТоКо.

### 5.3.1 Выбор сечения ВЛ

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

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР					

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,463 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} = \frac{65,94}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,173 \text{ кА.}$$

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

$$S = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{173}{1,1} = 157 \text{ мм}^2,$$

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

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 150/24.

По условию нагрева по ПУЭ (табл. 1.3.29) [1] неизолированный провод сечением  $150 \text{ мм}^2$  выдержит ток 440 А.

По условиям короны и радиопомех (тал.3.7 Файбисович) [13] минимальное сечение ВЛ 110 кВ –  $70 \text{ мм}^2$ .

Окончательно принимаем провод ВЛ – АС 150/24.

### 5.3.2 Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо

Составим расчетную схему для максимального режима программе ТоКо (рисунок 5.3.2.1).

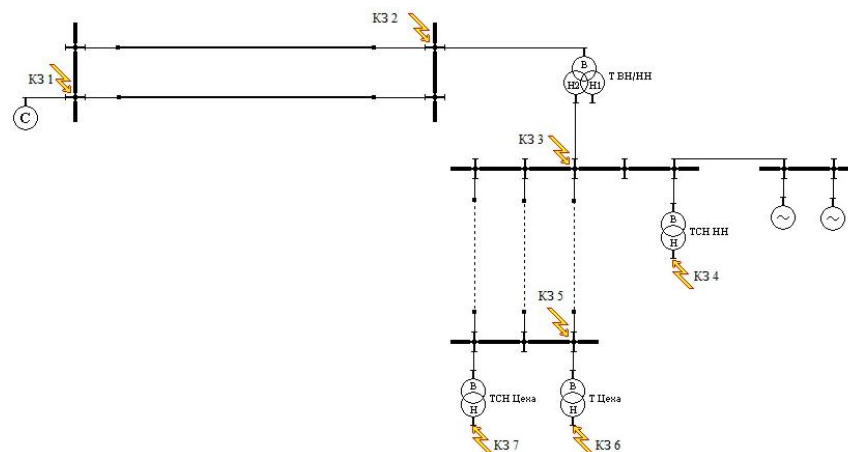


Рисунок 5.3.2.1 Расчетная схема в программе ТоКо для максимального режима

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.3.2.1.

Таблица 5.3.2.1 Результаты расчетов максимального режима

Точка КЗ	$I_{п.0}$ , кА
КЗ 1	5,865
КЗ 2	3,394
КЗ 3	14,496
КЗ 4	18,746
КЗ 5	12,951
КЗ 6	28,111
КЗ 7	0,107

Составим расчетную схему для минимального режима программе ТоКо (рисунок 5.3.2.2).

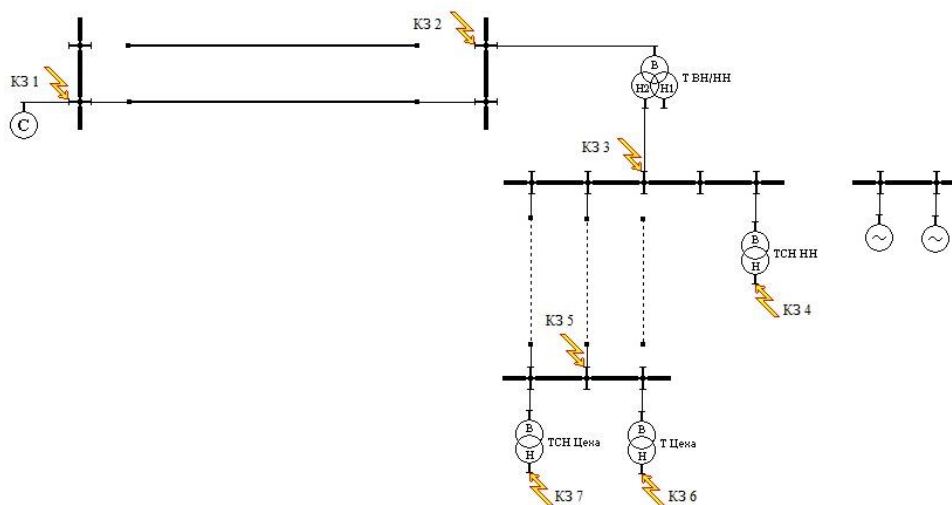


Рисунок 5.3.2.2 Расчетная схема в программе ТоКо для минимального режима

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 5.3.2.2.

Таблица 5.3.2.2 Результаты расчетов минимального режима

Точка КЗ	$I_{П.0}$ , кА
КЗ 1	4,016
КЗ 2	2,234
КЗ 3	7,597
КЗ 4	13,061
КЗ 5	6,687
КЗ 6	19,41
КЗ 7	0,075

## 6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ

6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

### 6.1.1 Нормативные требования

По 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 (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами»;

«Разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки».

НТП ПС (п. 4.12) [4]:

«В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур».

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» [20].

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.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР				

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 РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)», г. Екатеринбург.

#### 6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Для тупиковой ПС по номинальной мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,463 \text{ кА.}$$

#### 6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя  $I_{К.П}^{(3)} = 5,865 \text{ кА}$ , рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы.

#### 6.1.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,865 = 14,93 \text{ кА,}$$

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

#### 6.1.5 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

По ГОСТ аperiodическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 5,865 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 3,73 \text{ кА,}$$

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

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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

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

### 6.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

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

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 5,865^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 38,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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;

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

Сопоставление расчетных параметров ВЭБ-УЭТМ-110 с каталожными приведено в таблице 6.1.1:

Таблица 6.1.1 Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$	463 А	$I_{НОМ}$	2500 А
$I_{К.П}^{(3)}$	5,865 кА	$I_{О.НОМ}$	40 кА
$i_y$	14,93 кА	$i_{ДИН}$	102 кА
$i_{a.t}$	3,73 кА	$i_{a.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40$	22,6 кА
$B_K$	38,01 кА <sup>2</sup> ·с	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

Сопоставление расчетных параметров РПД-УЭТМ с каталожными приведено в таблице 6.1.2:



Таблица 6.1.2 Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$	463 А	$I_{НОМ}$	2500 А
$I_{К.П}^{(3)}$	5,865 кА	-	-
$i_y$	14,93 кА	$i_{ДИН}$	102 кА
$i_{a.t}$	3,73 кА	-	-
$B_K$	38,01 кА <sup>2</sup> ·с	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3$	4800 кА <sup>2</sup> ·с

## 6.2 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне НН ПС

### 6.2.1 Нормативные требования

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.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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.

#### 6.2.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Для секционного выключателя шин НН ПС по суммарной мощности нагрузки ПС, если нагрузка секций одинакова:

$$I_{\text{Н.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{Н.НОМ}}} = \frac{65,94}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,9 \text{ кА.}$$

#### 6.2.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{\text{К.П}}^{(3)} = 7,597 \text{ кА}$ , посчитано в программе ТоКо.

#### 6.2.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{К.П}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 7,597 = 15,04 \text{ кА,}$$

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

#### 6.2.5 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

По ГОСТ аperiodическая составляющая ТКЗ в произвольный момент времени определяется по формуле:

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К.П}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 7,597 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,195 \text{ кА},$$

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

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

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

### 6.2.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

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

$$B_K = (I_{\text{К.П}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ}} + T_A) = 7,597^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 176,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

где  $t_{\text{РЗ.МАКС}} = 3 \text{ с}$  — максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{О.В}} = 0,05 \text{ с}$  — полное время отключения выключателя.

Сопоставление расчетных параметров ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/2000 с каталожными приведено в таблице 6.2.1:

Таблица 6.2.1 Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{\text{Н.РАБ.МАКС}}$	1,9 кА	$I_{\text{НОМ}}$	2000 А
$I_{\text{К.П}}^{(3)}$	7,597 кА	$I_{\text{О.НОМ}}$	31,5 кА
$i_y$	15,04 кА	$i_{\text{ДИН}}$	79 кА
$i_{a.t}$	0,95 кА	$i_{a.\text{ДОП}} = \left(\frac{50\%}{100}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{О.НОМ}} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5$	22,27 кА
$B_K$	176,6 кА <sup>2</sup> ·с	$B_K = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 31,5^2 \cdot 3$	2977 кА <sup>2</sup> ·с

Сопоставление расчетных параметров СЭЩ-59-01В-2000/31,5 с каталожными приведено в таблице 6.2.2:



Аналогично не допускается работа РУ (цехов) с одновременно включенными рабочими и резервными вводными выключателями.

При подключении генерирующих установок к шинам НН ПС положение СВ в нормальном режиме зависит от соотношения мощностей.

Суммарная мощность нагрузки  $S_{ПС} = 65,94$  МВА, мощность каждого из основных трансформаторов ПС  $S_{Т.НОМ} = 63$  МВА. К шинам НН ПС подключены 8 генераторов по  $P_{Г} = 4$  МВт,  $\cos \varphi = 0,8$ .

Так как:

$$S_{Т.НОМ} + (N_{Г} \frac{P_{Г}}{\cos \varphi}) = 63 + \left(8 \frac{4}{0,8}\right) = 103 \text{ МВА} > S_{ПС} = 65,94 \text{ МВА},$$

то СВ включен, а один из основных силовых трансформаторов выведен в резерв.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

## 7 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНАХ 110 И 10 КВ

### 7.1 Кабельная линия 10 кВ

Согласно ПУЭ (п. 3.2.91) [1] 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.

Современные УРЗА имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применяем трёхступенчатую токовую защиту:

1. токовая отсечка;
2. токовая отсечка с выдержкой времени;
3. МТЗ.

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

Для защиты от ОЗЗ согласно ПУЭ (п. 3.2.96) [1] 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; отыскание повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При компенсированном режиме работы нейтрали следует устанавливать микропроцессорные токовые устройства относительного замера, определяющие повреждённое присоединение при ОЗЗ.

Согласно НТП (п. 9.14.4) [4] установим дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу 7.1.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Таблица 7.1 Виды РЗА КЛ 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита	
Токовая отсечка	Без выдержки времени
Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю	
Централизованная токовая	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

## 7.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно ПУЭ (п. 5.3.48) [1] защита электродвигателя от ОЗЗ в сетях с компенсированным режимом работы нейтрали не устанавливается.

Согласно ПУЭ (п. 5.3.46) [1] защита от КЗ электродвигателя мощностью до 2 МВт выполняется двухфазной двухрелейной по схеме «неполная звезда».

Согласно ПУЭ (п. 5.3.40) [1] устанавливаем защиту от перегрузки с зависимой выдержкой времени, отстроенной от пуска/самозапуска, действующую на сигнал и автоматическую разгрузку механизма, на отключение - при затынутом пуске или блокировке ротора.

Согласно ПУЭ (п. 5.3.52) [1] применим защиту минимального напряжения, которая отключает часть электродвигателей, подключенных к секции, с их автоматическим повторным включением после самозапуска первой группы двигателей.

Согласно НТП (п. 9.14.4) [4] применим ЗДЗ и УРОВ в ячейке КРУ линии к ЭД.

Все устройства защиты для ЭД сведем в таблицу 7.2.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 7.2 Виды РЗА ЭД 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ТО	Двухфазная двухрелейная
Защита от перегрузки	На сигнал
Защита от блокировки ротора	На отключение
ЗМН	АПВ после самозапуска первой группы
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

### 7.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

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

- 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 ПУЭ (п. 3.2.53) [1] 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.

От повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно ПУЭ (п. 3.2.54) [2] применяется токовая отсечка без выдержки времени со стороны 10 кВ, отключающая при срабатывании выключателя с обеих сторон трансформатора.

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



Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ согласно ПУЭ (п. 3.2.66) [1] 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 ПУЭ (п. 3.2.69) [1] установим МТЗ с действием на сигнал.

Согласно НТП (п. 9.14.4) [4] в ячейке КРУ присоединение трансформатора устанавливается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 Виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Вид РЗА	Примечание
Газовая защита (РГТ-50)	Двухступенчатая (сигнал и отключение)
ТО	Двухфазная двухрелейная
МТЗ	Двухфазная двухрелейная
Защита от однофазного 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

#### 7.4 Генератор 10 кВ

Для генераторов 10 кВ мощностью более 1 МВт [по ПУЭ п. 3.2.34] должны быть предусмотрены защиты от:

- 1) м/ф КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 2) ОЗЗ в обмотке статора;
- 3) ДЗЗ, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе — во внешней сети;

4) внешних КЗ;

5) перегрузки обмотки статора.

Для защиты от м/ф КЗ в обмотке статора генератора выше 1 кВ мощностью более 1 МВт по ПУЭ (п. 3.2.36) [1] предусматривается продольная дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда).

Если ток ОЗЗ 5 А или более ПУЭ (п. 3.2.38) [1], для защиты генератора выше 1 кВ от ОЗЗ предусматривается токовая защита от ОЗЗ, подключаемая к ТТНП. Рекомендуется применять токовую защиту от ОЗЗ и при емкостных токах ОЗЗ менее 5 А.

Для защиты от ДЗЗ предусматривается токовая защита от ДЗЗ, присоединяемая к ТТНП ПУЭ (п. 3.2.39) [1].

Для защиты генераторов мощностью 1-30 МВт от внешних КЗ применяется МТЗ с минимальным пуском напряжения ПУЭ (п. 3.2.43) [1].

Защита генератора от токов перегрузки выполняется в виде МТЗ, действующей на сигнал с выдержкой времени.

В соответствие с требованиями НТП ПС (п. 9.14.4) [4] в ячейке КРУ присоединения генератора 10 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для генератора 10 кВ сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 Виды РЗА генератора 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	От м/ф КЗ в обмотке статора и на выводах, трехфазная , трехрелейная
Токовая защита ОЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
Токовая защита от ДЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
МТЗ с пуском по напряжению	От внешних КЗ
Защита от перегрузки	На сигнал с выдержкой времени
ЗДЗ	-

## 7.5 Вводной выключатель 10 кВ

Согласно НТП ПС п. 9.14.1 [4] 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 7.5.

Таблица 7.5 Виды РЗА вводного выключателя 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	На вводе секций ПС схема - полная звезда, прочих РУ - неполная звезда
ЗДЗ	На отключение
ЗМН	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода

## 7.6 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно НТП ПС (п. 9.14.2) [4] на секционных выключателях РУ устанавливают:

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

Все виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.6 Виды РЗА для секционного выключателя 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

## 7.7 Шины 10 кВ

Согласно НТП ПС (п. 9.14.3) [4] на каждой секции шин 6-35 кВ устанавливается:

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

В сети с компенсированной нейтралью в соответствии с ПЕТП (п. 2.3.9) [3] вместе с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) устанавливается централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, которая подключается к ТТПП всех присоединений секции или шин и работает по принципу относительного замера.

Согласно (п. 5.6) [15] к ТН ниш НН ПС подключаются устройства АЧР и частотного АПВ, входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ), которые отключают часть нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме и автоматически подключают ранее отключенную нагрузку при восстановлении частоты.

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 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	-

## 7.8 Трансформатор 110/10

Согласно ПУЭ (п. 3.2.51) [1] для трансформаторов 210/10 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 от внешних КЗ;
- 5) токов перегрузки;
- 6) понижения уровня масла.

От междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, понижения уровня масла согласно ПУЭ (п. 3.2.53) [1] для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и снижении уровне 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 в отдельном баке устанавливается отдельное газовое реле.

Согласно [38] трансформаторы должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждений согласно ПУЭ (п. 3.2.54) [1] устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. В соответствии с ПУЭ (п. 3.2.55) [1] в зону действия дифференциальной защиты входят соединения трансформатора со сборными шинами.

Дополнительно устанавливается дифференциальная защита реактора так, чтобы зоны действия дифференциальной защиты трансформатора и реактора перекрывались.

Для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для повышения чувствительности) в соответствии с ПУЭ (п. 3.2.59) [1]. Согласно ПУЭ (п. 3.2.61) [1] на трансформаторах с расщепленной обмоткой МТЗ устанавливается на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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

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

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

Согласно НТП ПС (п. 9.7) [4] 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, НН1 и НН2;
- 5) автоматика регулирования РПН;
- 6) защита от перегрузки.

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

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 НТП ПС (п. 5.11.1) [4] предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

1. без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
2. 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 7.8.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Таблица 7.8 Виды РЗА трансформатора 110/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на вводах, частичной защиты от витковых замыканий
Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
Газовая защита	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
Струйное реле	Защита устройства РПН
МТЗ с пуском по напряжению	Резервная защита на ВН, НН1 и НН2; трехфазная трехрелейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	С независимой выдержкой времени и действием на сигнал; устанавливается на сторонах ВН, НН1 и НН2
Автоматика регулирования РПН	Автоматическое регулирование
Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
УРОВ ВН	Передача по ВОЛС; отключающего от сигнала на существующей подстанции

### 7.9 Воздушная линия 110 кВ

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

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

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

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

На ВЛ с односторонним питанием ПУЭ (п. 3.2.110) [1] от междуфазных КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовая отсечка (ТО) в качестве дополнительной защиты.

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

Согласно ПУЭ (п. 3.3.2) [1] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

На ВЛ с односторонним питанием применяется АПВ двукратного действия ПУЭ (п. 3.3.6) [1], без проверки синхронизма ПУЭ (п. 3.3.9) [1].

Согласно ПУЭ (п. 3.2.18) [1] на выключателях ВЛ 110 кВ устанавливается УРОВ.

На ВЛ с односторонним питанием НТП ПС (п. 9.9.6) [4] используется два КСЗ, каждый из которых включает:

- ДЗ от м/ф КЗ;
- ТНЗНП от о/ф КЗ.

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

В соответствии с [6] на ВЛ 110 кВ должно применяться трехфазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

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

По НТП ПС (п. 9.11.1) [4] 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 7.9.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51



Таблица 7.9 Виды РЗА ВЛ 110 кВ

Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ:	
Дистанционная защита	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 НА СТОРОНЕ ВН И НН ПС

### 8.1 Выбор фирмы-производителя УРЗА

В соответствии с ПУЭ [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 ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод» по следующим критериям:

- аттестация «ФСК ЕЭС»;
- наличие справочной и технической документации;
- наличие всех требуемых функций УРЗА объектов НН и ВН ПС;
- наличие типовых схем;
- стоимость терминалов, выполняющих аналогичные функции, например, терминал защиты электродвигателя) [16].

Фирма	Документация	Функции	Схемы	Аттестация «ФСК ЕЭС»	Стоимость терминала, руб
ШЭ	+	+	+	+	438 936,00
Радиус	+	+	+	+	254 093,00
ЧЭАЗ	+	+	+	+	203 523,00

В результате проведенного сравнения, в качестве фирмы-производителя УРЗА выбираем ЗАО «ЧЭАЗ».

## 8.2 Типоисполнение УРЗА КЛ 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА на КЛ 10 кВ установим терминал БЭМП РУ-ЛТ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17]. Схема входов и выходов терминала представлена на рисунке 8.2.

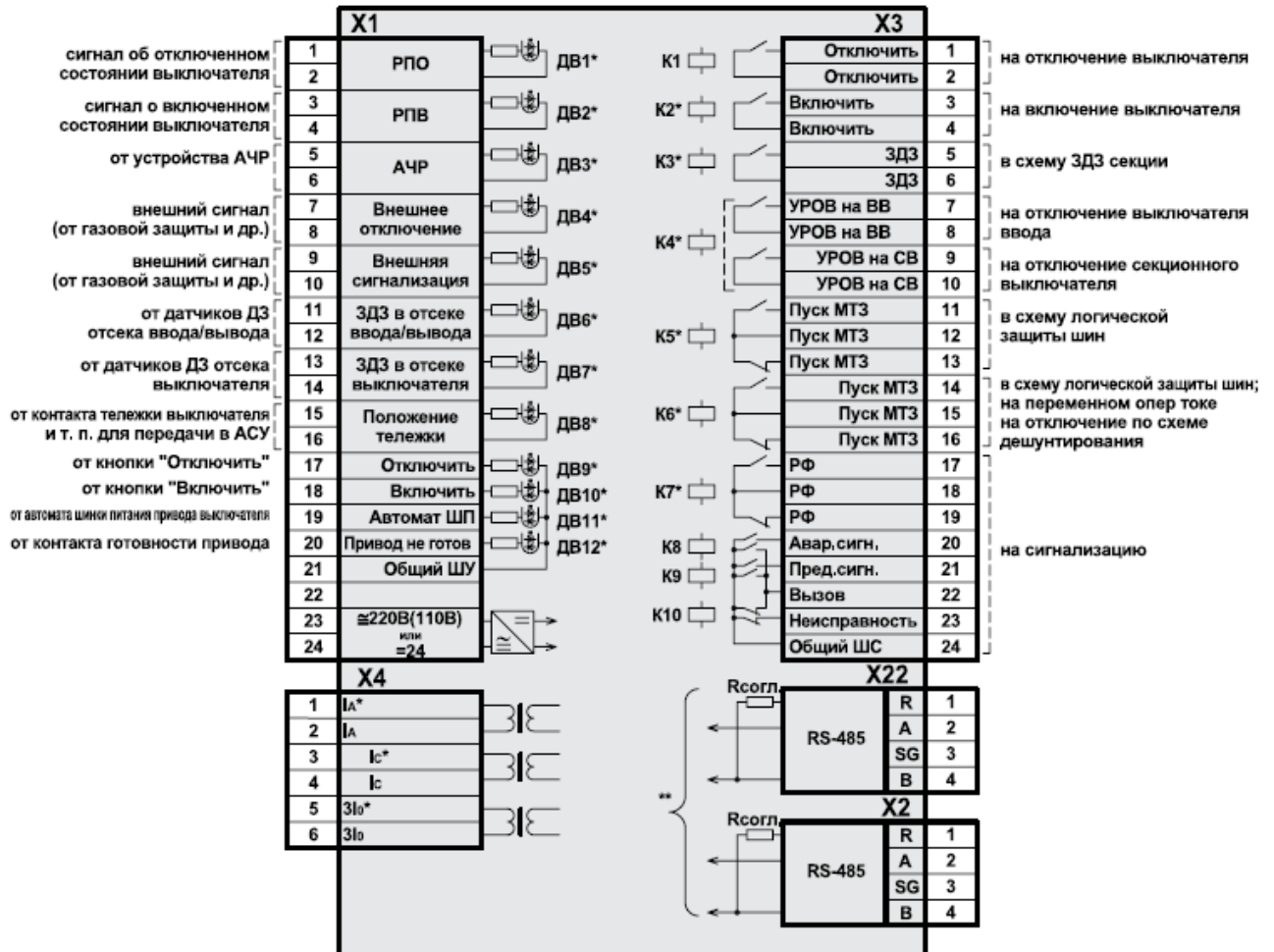


Рисунок 8.2 Схема входов и выходов терминала БЭМП РУ-ЛТ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

54

### 8.3 Типоисполнение УРЗА ЭД 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА на ЭД 10 кВ, перечисленных в таблице 8.2.1, установим терминал БЭМП РУ-ЭД-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17].  
Схема входов и выходов терминала представлена на рисунке 8.3.

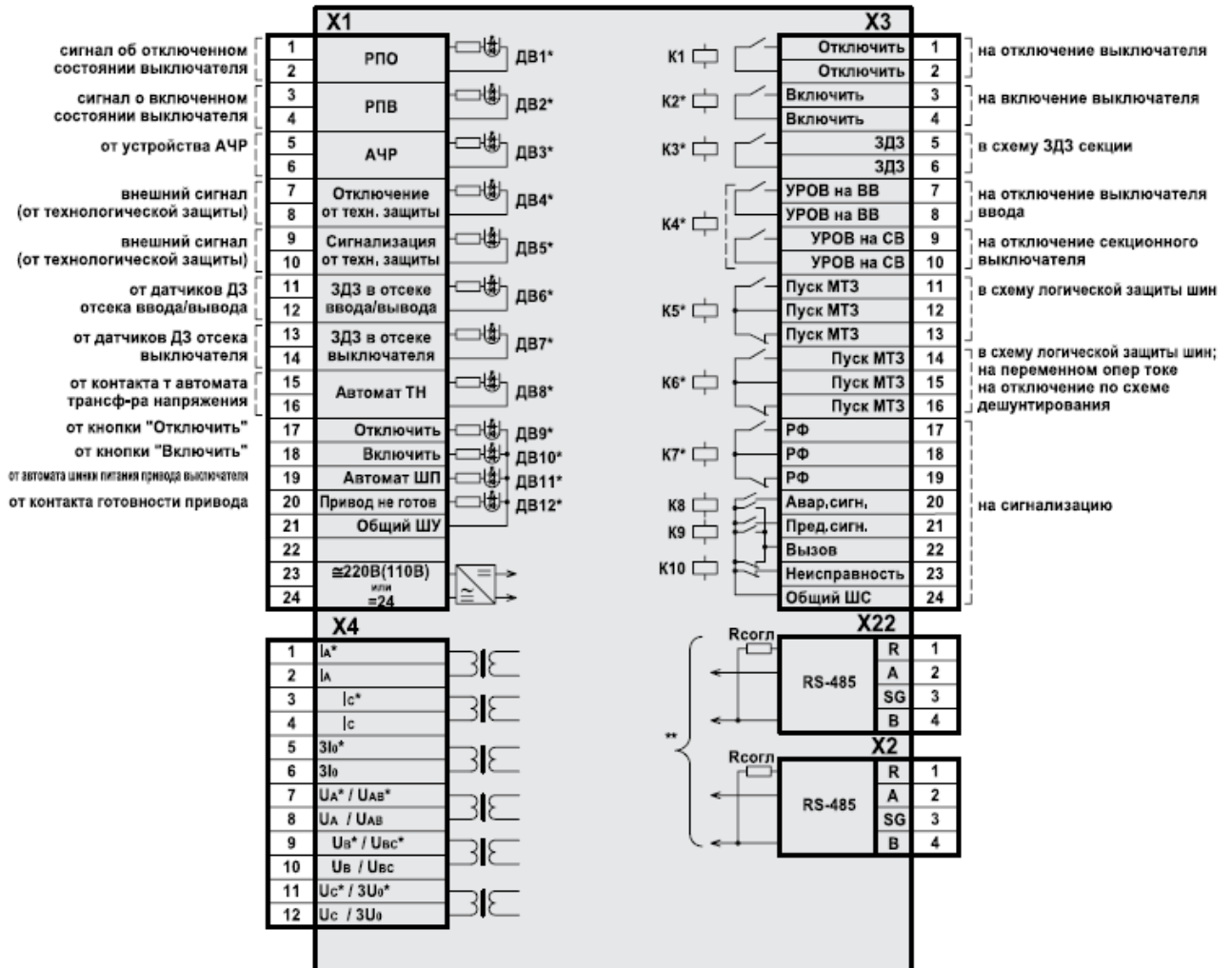


Рисунок 8.3 Схема входов и выходов терминала БЭМП РУ-ЭД

### 8.4 Типоисполнение УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА на линии к трансформатору 10/0,4 кВ, перечисленных в табл. 8.3, установим терминал БЭМП РУ-ЛТ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17].  
Схема подключения терминала БЭМП РУ-ЛТ приведена на рисунке 8.2.

## 8.5 Типоисполнение УРЗА генератора 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА, перечисленных в табл. 8.4.1, установим терминал БЭМП РУ-СГ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17].

## 8.6 Типоисполнение УРЗА вводного выключателя 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА установим терминал БЭМП РУ-ВВ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17]. Схема входов и выходов терминала представлена на рисунке 8.6.

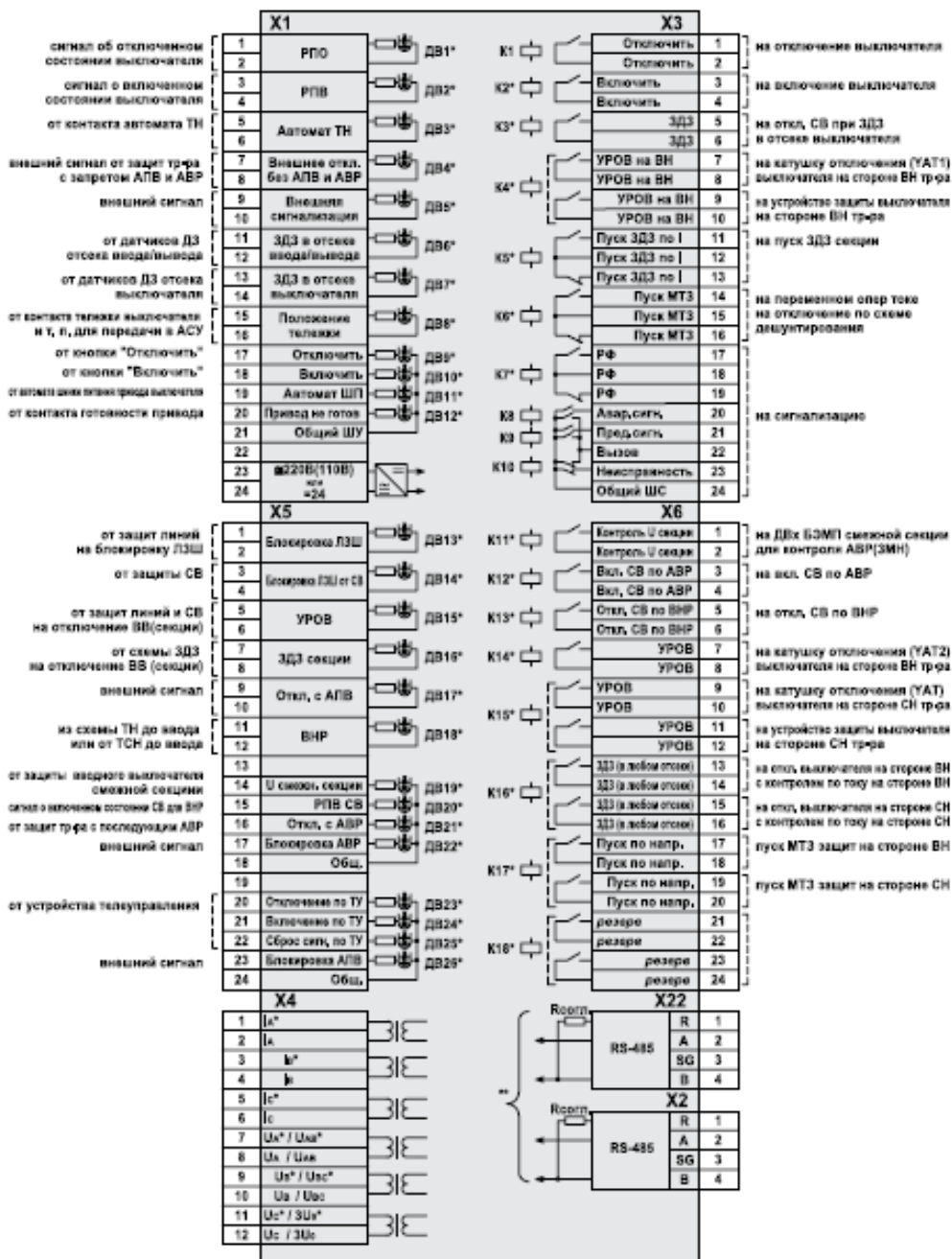


Рисунок 8.6 Схема входов и выходов терминала БЭМП РУ-ВВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 8.7 Типоисполнение УРЗА секционного выключателя 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА установим терминал БЭМП РУ-СВ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17]. Схема входов и выходов терминала представлена на рисунке 8.7.

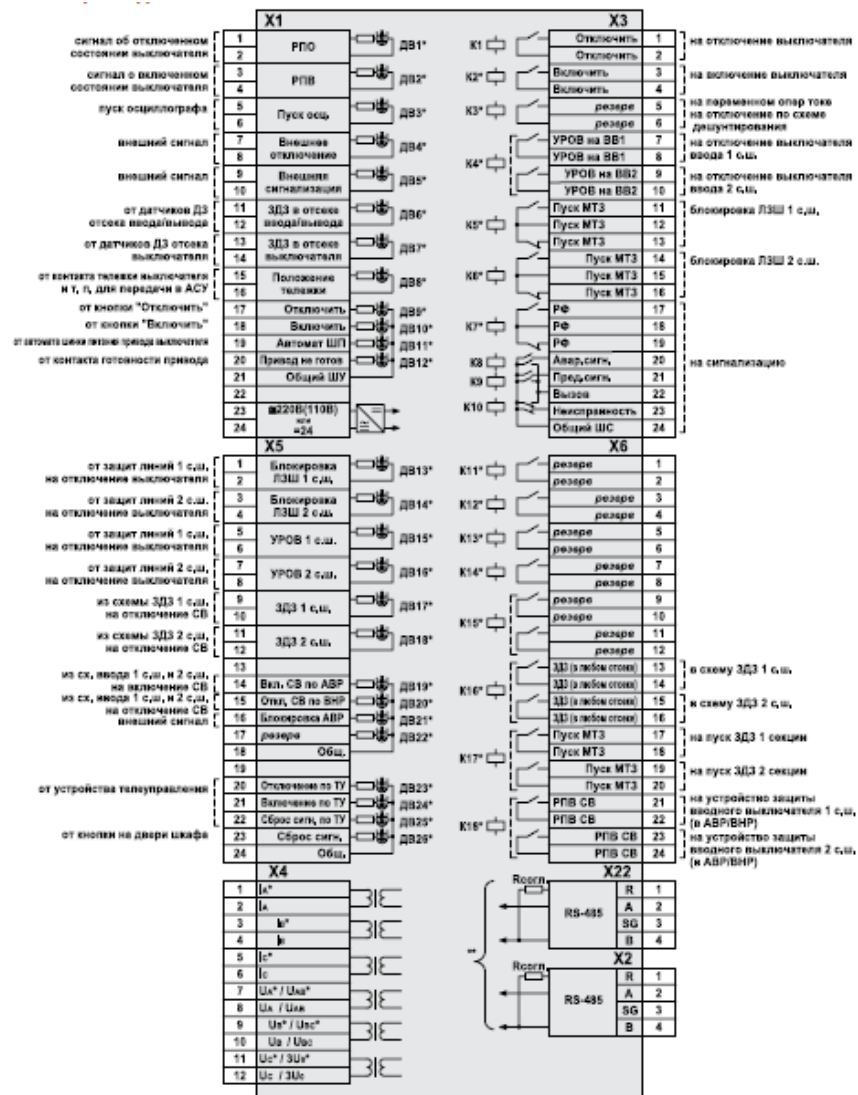


Рисунок 8.7 Схема входов и выходов терминала БЭМП РУ-СВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 8.8 Типоисполнение УРЗА ячейки ТН 10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА установим терминалы БЭМП РУ-ТН-5-220-Д-УХЛЗ.1 и БЭМП РУ-ЛТ-5-220-Д-УХЛЗ.1 [17]. Схема входов и выходов терминала представлена на рисунке 8.8.

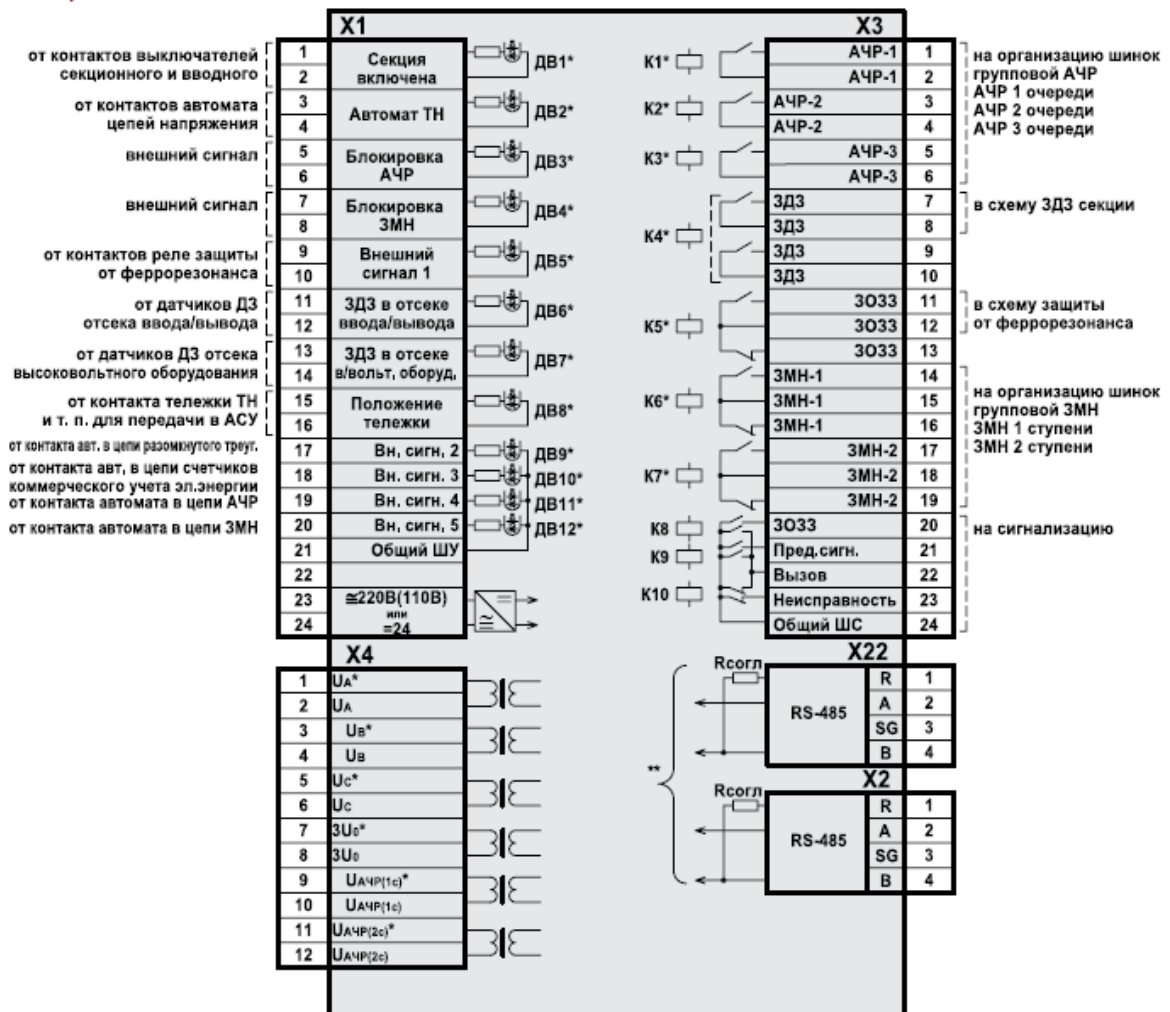


Рисунок 8.8 Схема входов и выходов терминала БЭМП РУ-ТН

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

58







### 8.11 Типоисполнение УРЗА трансформатора 110/10 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА установим шкафы ШМЗТЗ-03-5-220-УХЛ4 и ШМЗТЗ-07-220-УХЛ4 для защиты трансформатора и ШМЗШ-01-5-220-УХЛ4 для защиты ошиновки НН (реактора) [18]. Комплектация ШМЗТЗ приведена в таблице 8.11.

Таблица 8.11 Комплектация ШМЗТЗ

ШМЗТЗ-03	
Наименование комплекта	МП устройство и функции РЗА
Комплект основной защиты	ДЗТ, ГЗТ, ГЗРПН, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, УРОВ
Комплект резервных защит стороны ВН	МТЗ, ТЗНП, ГЗТ, ГЗРПН, УРОВ
Комплект регулирования напряжения под нагрузкой	РПН с коррекцией, блокировкой по току и напряжению
ШМЗТЗ-07	
Комплект резервных защит и АУВ трансформатора стороны ВН	МТЗ, ТЗНП, ГЗТ, ГЗРПН, УРОВ, АПВ, ЗНФ, АУВ

### 8.12 Типоисполнение УРЗА ВЛЭП 110 кВ

Для обеспечения требуемых функций РЗА установим шкафы ШМЗЛ-04-5-110-УХЛ4 [18].

В комплектацию входит два комплекта дистанционных и токовых защит и автоматики управления выключателем.

## 9 РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА

### 9.1 Электродвигатель 10 кВ

Расчётная схема замещения представлена на рисунке 9.1.

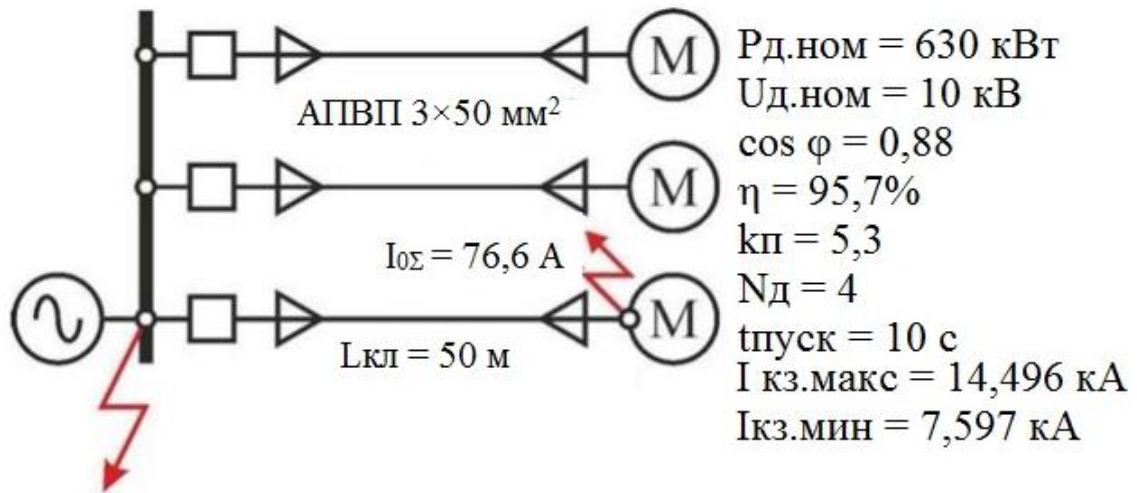


Рисунок 9.1 Исходные данные для расчета уставок защиты ЭД 10 кВ

#### 9.1.1 Токовая отсечка от междуфазных КЗ

Функциональная схема МТЗ приведена на рисунке 9.1.1.

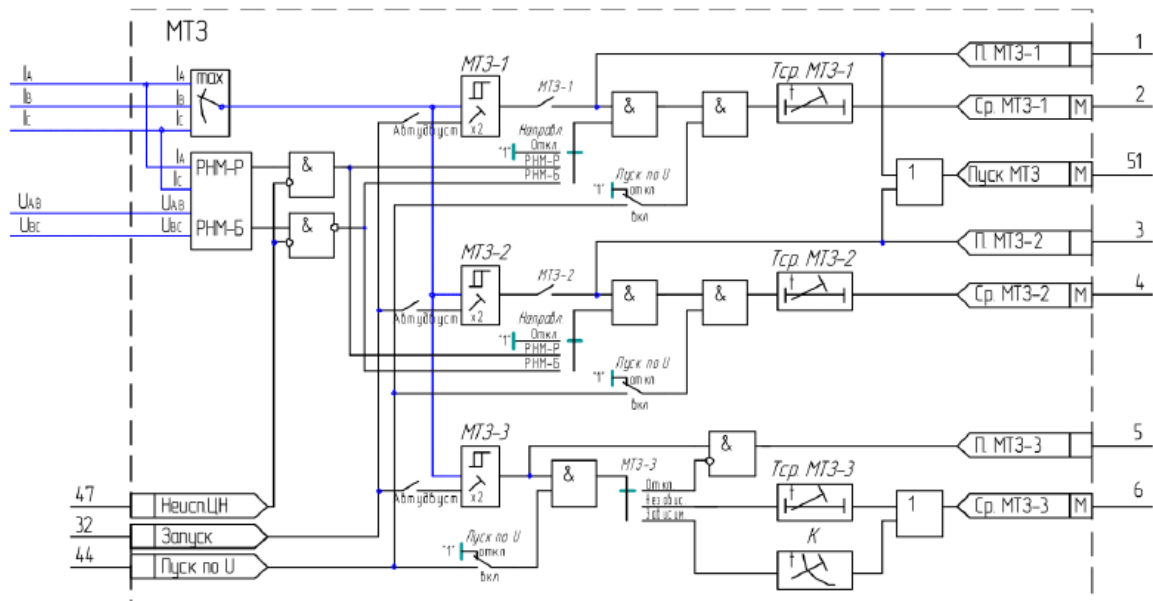


Рисунок 9.1.1 Функциональная схема максимальной токовой защиты

ТО реализуется на первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой.

Диапазон уставок по времени мгновенной ТО для данного УРЗА – 0...120 с, принимаем выдержку времени мгновенной ТО равной 0.

Согласно [1] ТО ЭД отстраивается от пускового тока:

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР				

$$I_{0.д} = k_{отс} \cdot k_{п} \cdot I_{д.ном},$$

где  $k_{отс} = 1,5$  — рекомендованное значение для ТО ЭД [17];

$k_{п} = 5,3$  — по исходным данным;

$I_{д.ном}$  — номинальный ток ЭД.

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,88 \cdot 0,957} = 43,19 \text{ А.}$$

$$I_{0.д} = 1,5 \cdot 5,3 \cdot 43,19 = 343,36 \text{ А.}$$

Согласно ПУЭ (п. 5.3.47) [1] произведем оценку чувствительности ТО ЭД при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{0.д}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)},$$

где

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,597 = 6,579 \text{ кА}$$

— ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

$k_{от.ч.сх}^{(2)}$  — коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы «неполная звезда» равен 1).

$$k_{ч} = \frac{6579}{343,36} \cdot 1 = 19,16.$$

Полученное значение больше и нормативного, и рекомендованного по [19] значений.

Вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{0.д.вт} = \frac{I_{0.д}}{n_{т}} \cdot k_{сх}^{(3)},$$

где

$$n_{т} = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}} = \frac{100}{5},$$

где  $I_{1.ном}$  — первичный номинальный ток фазного ТТ;

$I_{2.ном}$  — выбранный вторичный номинальный ток фазного ТТ;

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$k_{CX}^{(3)} = 1$  — коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы.

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

$$I_{0.д.вт} = \frac{343,36 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 17,168 \text{ А.}$$

Уставки первой ступени МТЗ для выполнения ТО ЭД от междуфазных КЗ представлены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 Уставки первой ступени МТЗ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод МТЗ-1
$I_{ср}, \text{ А}$	34,69/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-1
$T_{ср}, \text{ с}$	0,00	Время срабатывания МТЗ-1
Напр. МТЗ-1	ОТКЛ	Направленность МТЗ-1
Пуск МТЗ-1 по U	ОТКЛ	Пуск МТЗ-1 по напряжению
Авт.удв.уст.1	ОТКЛ	Автоматическое удвоение уставки МТЗ-1

### 9.1.2 Защита от перегрузки

В соответствии с ПУЭ (п. 5.3.49) [1] выполним защиту от технологической перегрузки на третьей ступени МТЗ с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном},$$

где  $k_{отс} = 1,1$  — рекомендованное значение для ЗП ЭД [17].

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 43,19 = 47,5 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,5 \cdot 43,19}{47,5} = 4,9.$$

При данной кратности тока выдержка времени ЗП:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$t_{з.п.д} = 1,5 \cdot t_{п} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с,}$$

где  $t_{п}$  — время пуска ЭД.

Для длительно инверсной характеристики выдержка времени МТЗ-3:

$$t_{з.п.д} = \frac{120 \cdot k}{\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1}$$

Выражаем  $k$ :

$$k = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.ПУСК}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1\right)}{120} = \frac{15 \cdot (4,9^1 - 1)}{120} = 0,49 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП ЭД МТЗ-3:

$$I_{з.п.д.вт} = \frac{47,5 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 2,375 \text{ А.}$$

Значения всех уставок внесены в таблицу 9.1.2.

Таблица 9.1.2 Значения уставок защиты от перегрузок

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	ВКЛ; д. инв.	Ввод МТЗ-3 и выбор выдержки времени
МТЗ-3 на откл.	ОТКЛ	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{ср}$ , А	4,63/(0,5...175)	Пусковой ток МТЗ-3
$k$	0,5/(0,05...1)	Коэффициент времени зависимой ВВ
Авт. удв. уст. 3	ОТКЛ	Автоматическое удвоение уставки МТЗ-3
Напр. МТЗ-3	ОТКЛ	Направленность МТЗ-3

### 9.1.3 Защита от блокировки ротора и затянутого пуска

Функционирование защиты от блокировки ротора и затянутого пуска представлено графиком на рисунке 9.1.3.

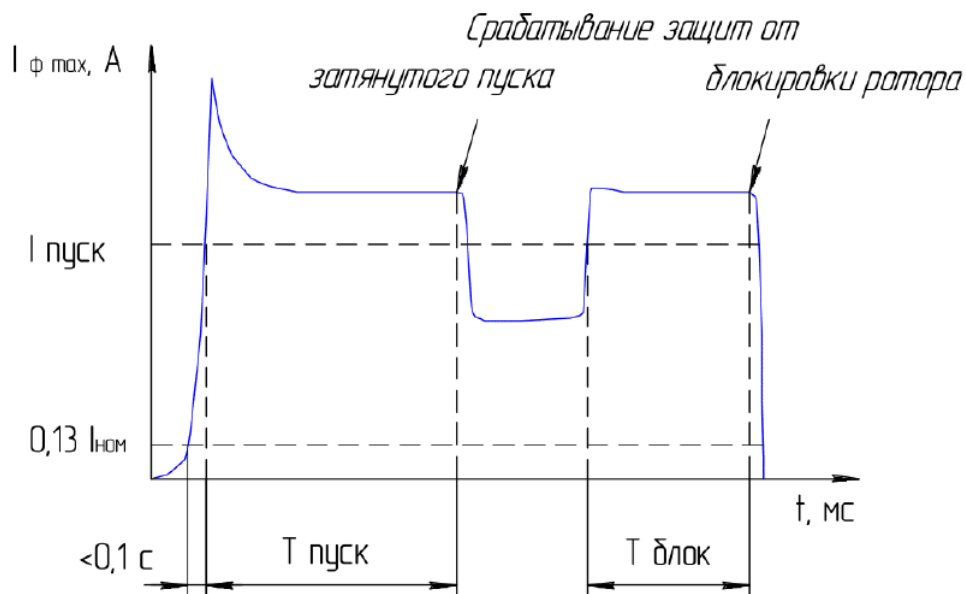


Рисунок 9.1.3 Функционирование защиты от блокировки ротора и затынутого пуска

Выбранное УРЗА определяет режим запуска по факту возрастания фазного тока с  $0,13 I_{\text{Д.НОМ}}$  до  $I_{\text{ПУСК}}$  менее чем за 100 мс, окончание данного режима определяется снижением тока до  $1,25 I_{\text{Д.НОМ}}$ .

Пусковой ток ЭД:

$$I_{\text{ПУСК.ЭД}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 5,3 \cdot 43,19 = 228,9 \text{ A.}$$

Вторичный пусковой ток:

$$I_{\text{ПУСК.ЭД.ВТ}} = \frac{228,9 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 11,45 \text{ A.}$$

Уставки защит от блокировки ротора и затынутого пуска ЭД внесены в таблицу 9.1.3.

Таблица 9.1.3 Уставки защит от блокировки ротора и затынутого пуска

Уставка	Значение	Описание
Блок. рот.	ВКЛ	Ввод защиты от блокировки ротора
Зат. пуск.	ВКЛ	Ввод защиты от затынутого пуска
$I_{\text{ПУСК.ЭД}}, \text{ A}$	11,45/(0,5...175)	Пусковой ток электродвигателя
$T_{\text{БЛОК}}, \text{ c}$	15/(0,00...120)	Допустимое время блокировки ротора ЭД
$T_{\text{ПУСК}}, \text{ c}$	15/(0,00...120)	Допустимое время пуска ЭД
Бл.р. на откл.	ВКЛ	Срабатывание блокировки ротора на откл.
Зат.п. на откл.	ОТКЛ	Срабатывание затынутого пуска на откл.

## 9.1.4 УРОВ

Функциональная схема УРОВ представлена на рисунке 9.1.4.

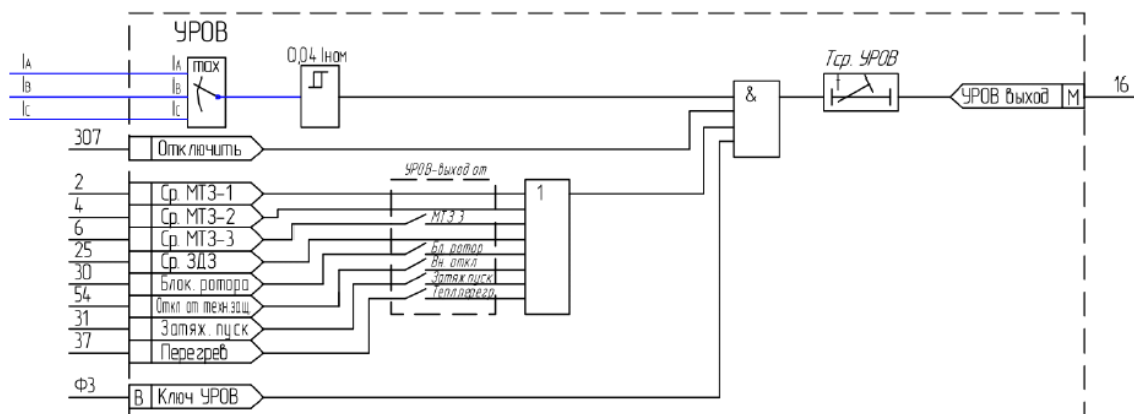


Рисунок 9.1.4 Функциональная схема УРОВ

Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{НОМ}$ .

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}},$$

где  $t_{\text{ОТКЛ.В}}$  — полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$  — время возврата реле тока УРОВ (0,06 с согласно [18]);

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$  — погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия (0,01 с согласно [19]);

$t_{\text{ЗАП}}$  — время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,06 + 0,01 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Уставки УРОВ занесены в таблицу 9.1.4.

Таблица 9.1.4 Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
$T_{\text{СР.УРОВ}}, \text{ с}$	0,22	Время срабатывания УРОВ-выход
МТЗ-3	ОТКЛ	На сигнал УРОВ-выход при срабатывании МТЗ-3
Вн. откл.	ОТКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
Бл. ротора	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от блокировки ротора
Затян. пуск.	ОТКЛ	На сигнал УРОВ-выход от затянутого пуска

Тепл. перегрев	ОТКЛ	На сигнал УРОВ-выход от теплового перегрева
Ввод УРОВ	ВКЛ	Ключ УРОВ

## 9.2 Трансформатор 10 кВ

Исходные данные для расчета и расчетная схема замещения приведены на рисунке 9.2.

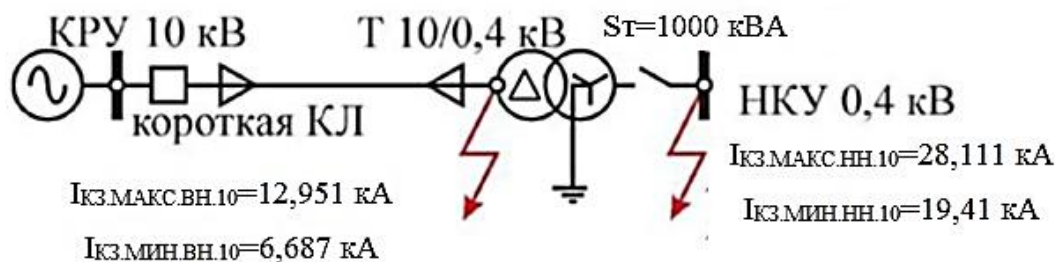


Рисунок 9.2 Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора

### 9.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО трансформатора 10/0,4 кВ целесообразно использовать первую ступень МТЗ.

Ток срабатывания ТО выбирается по двум условиям:

1.  $I_{OT}$  должен быть отстроен от максимального тока КЗ за трансформатором на стороне НН:

$$I_{OT(1)} = k_{OTC(1)} \cdot I_{K.MAKC.HH}^{(3)} = 1,1 \cdot 2811 = 3092,1 \text{ А,}$$

где  $k_{OTC(1)} = 1,1 \dots 1,15$  — коэффициент отстройки в соответствии с [19].

2.  $I_{OT}$  должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{OT(2)} = k_{OTC(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{T.HOM.BH},$$

где  $k_{OTC(2)} = 1,1$  — коэффициент отстройки в соответствии с [19];

$k_{БНТ} = 7,05$  — максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока в соответствии с [19];

$I_{T.HOM.BH}$  — номинальный ток стороны ВН трансформатора.

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{S_{T.HOM.BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM.BH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А.}$$



$$I_{OT(2)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,74 = 447,74 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{OT} = \max\{I_{OT(1)}; I_{OT(2)}\} = \max\{3092,1; 447,74\} = 3092,1 \text{ А.}$$

Чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{\text{OT}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6687}{3092,1} \cdot 1 = 2,05,$$

где  $k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = 1$  — коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда согласно к двухфазным КЗ.

Полученный коэффициент чувствительности больше нормативного (в соответствии с (п. 3.2.21.8) [1]  $k_{\text{ч}} \geq 2$ ).

Рабочий максимальный ток на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,83 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ трансформатора выбран ТТ - ТОЛ-10-М фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» с  $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А}$ ,  $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$ ,  $n_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{100}{5}$ .

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ОТ.ВТ}} = \frac{3092,1 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 154,6 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО трансформатора —  $t_{\text{ОТ}} = 0 \text{ с}$  (минимально допустимая выдержка времени МТЗ-1  $T_{\text{СР.МТЗ-1}} = 0 \text{ с}$  в соответствии с [19]).

Уставки ТО трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-1 представлены в таблице 9.2.1.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 9.2.1 Уставки ТО трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-1

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод МТЗ-1
$I_{CP}, A$	47,94/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-1
$T_{CP}, c$	0,00/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-1

### 9.2.2 МТЗ

Максимальную токовую защиту трансформатора 10/0,4 кВ реализуем на второй ступени МТЗ (МТЗ-2).

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального тока нагрузки с учётом 40% перегрузки и токов самозапуска ЭД на стороне 0,4 кВ:

$$I_{MT3.T} = k_{H.C} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{T.PAB.MAKC} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,83 = 154,43 \text{ A,}$$

где  $k_{H.C} = 1,1$  — коэффициент надёжности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне 0,4 кВ по [19];

$k_H = 1,1$  — коэффициент надёжности [19];

$k_C = 1,5$  — коэффициент самозапуска нагрузки [19]

$k_B = 0,95$  — коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА [17].

Чувствительность МТЗ трансформатора при 2-фазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIN.NN}^{(3)}}{I_{MT3.T}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.}\frac{D}{Y}-11}^{(3)} = \frac{1941}{154,43} \cdot 0,5 = 6,28,$$

где  $k_{\text{от.ч.сх.}\frac{D}{Y}-11}^{(3)} = 0,5$  — коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У-11.

Полученный коэффициент чувствительности больше приведённого в п. 3.2.31 [1] ( $k_{\text{ч}} = 1,5$ ).

Вторичный ток срабатывания МТЗ трансформатора:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$I_{\text{МТЗ.Т.ВТ}} = \frac{154,43 \cdot 5}{100} = 7,72 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,73 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{С.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ А.}$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ за трансформатором на стороне 0,4 кВ:  $I_{\text{К.МАКС.НН.0,4}}^{(3)} = 28,11 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 28,11 = 63,6 \text{ кА.}$$

Выберем к установке НКУ 0,4 кВ РУНН-ASSOL-6300/0,4 УХЛЗ.1 [21] с автоматическими выключателями  $E_{\text{max2}} E6.2 \text{ Н}$  [21].

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = 28,11^2 \cdot 1 = 790,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По каталогу:

$$B_{\text{К}} = 100^2 \cdot 1 = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{\text{ДИН}} = 220 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных значений с каталожными представлена в таблице 9.2.2.1.

Таблица 9.2.2.1 Сравнение расчетных значений с каталожными

$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = 2020,73 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{С.НН.РАБ.МАКС}} = 1443,38 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{К.МАКС.НН.0,4}}^{(3)} = 28,11 \text{ кА}$	$I_{\text{О.НОМ}} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 63,6 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 220 \text{ кА}$
$B_{\text{К}} = 790,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расцепитель Ekip Dip LSIG выполняет функции: мгновенная ТО, МТЗ с независимой выдержкой времени, защита от перегрузки с зависимой выдержкой времени, защита от однофазных КЗ с независимой выдержкой времени.

Степень селективности между автоматическими выключателями  $E_{\max 2}$  принимается равной 0,1 с.

Степень селективности между МТЗ со стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепите автоматического выключателя ввода НН:

$$\Delta t = t_{\text{откл.ав.в.нн}} + t_{\text{погреш.мтз.ав.в.нн}} + t_{\text{погреш.мтз.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{откл.ав.в.нн}} = 0,04$  с — время отключения автомата ввода НН трансформатора [22];

$t_{\text{погреш.мтз.ав.в.нн}} = 0,1 \cdot 0,3 = 0,03$  с — погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН трансформатора [21].

$t_{\text{возв.мтз.т}} = 0,06$  с — время возврата МТЗ трансформатора на стороне ВН [17];

$t_{\text{зап}} = 0,1$  с — время запаса [19].

$$\Delta t = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,24 \text{ с.}$$

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{мтз.т}} = t_{\text{мтз.ав.в.нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,24 = 0,54.$$

Примем выдержку времени МТЗ трансформатора равной 0,6 с.

Уставки МТЗ трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-2 представлены в таблице 9.2.2.2.

Таблица 9.2.2.2 Уставки МТЗ трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-2	ВКЛ	Ввод МТЗ-2
$I_{\text{ср}}, \text{А}$	7,72/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-2
$T_{\text{ср}}, \text{с}$	0,60/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-2

### 9.2.3 Защита от перегрузки

Защиту от перегрузки с действием на сигнал выполним на третьей ступени МТЗ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{зп.т}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном.вн}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,74 = 63,82 \text{ А,}$$

где  $k_{отс} = 1,05$  — коэффициент отстройки [18];

$k_B = 0,95$  — коэффициент возврата [18].

Согласно [18] выдержку времени примем равной 9 с.

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки трансформатора:

$$I_{зп.т.вт} = \frac{63,82 \cdot 5}{100} = 3,191 \text{ А.}$$

Уставки защиты от перегрузки трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-3 внесены в таблицу 9.2.3.

Таблица 9.2.3 Уставки защиты от перегрузки трансформатора, выполненной на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-3	НЕЗАВ	Ввод МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-3 на откл.	ОТКЛ	Срабатывание МТЗ-3 на отключение
$I_{ср}, \text{А}$	3,19/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{ср}, \text{с}$	9/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3

#### 9.2.4 Защита от однофазных КЗ

Ток однофазного КЗ на стороне НН:

$$I_{к.мин.нн}^{(1)} = \frac{I_{к.мин.нн}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{1941}{\sqrt{3}} = 1120,64 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{1120,64}{154,43} \cdot 1 = 7,25.$$

Расчетный коэффициент чувствительности больше нормативного  $k_{ч} = 1,5$ . Значит, специальной ТЗНП от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора не требуется.

### 9.2.5 УРОВ

Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{НОМ}$ .

В соответствии с [19] выдержка времени УРОВ рассчитывается:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.ВЫКЛ} + t_{ЗАП} = 0,05 + 0,2 = 0,25$$

где  $t_{ОТКЛ.ВЫКЛ} = 0,05$  с — полное время отключения выключателя;

$t_{ЗАП} = 0,2$  с — рекомендуемый запас по времени с учетом времени возврата реле тока и порешности реле времени УРОВ [19].

Уставки УРОВ трансформатора 10/0,4 кВ внесены в таблицу 9.2.5.

Таблица 9.2.5 Уставки УРОВ трансформатора 10/0,4 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{СР}$ , с	0,25/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	ОТКЛ	На сигнал УРОВ-выход при срабатывании МТЗ-3
Вн.откл.	ВКЛ.	На сигнал УРОВ-выход при срабатывании от внешнего отключения
Ввод УРОВ	ВКЛ.	Ключ УРОВ

### 9.3 Кабельная линия

Расчетная схема замещения и исходные данные для расчета уставок защиты КЛ 10 кВ приведены на рисунке 9.3.

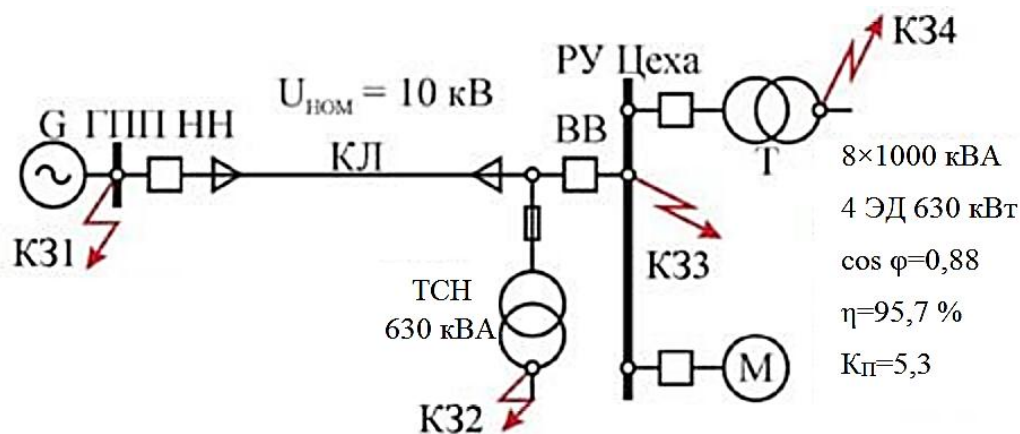


Рисунок 9.3 Исходные данные для расчета уставок защиты КЛ 10 кВ

#### 9.3.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО кабельной линии 10 кВ целесообразно использовать первую ступень МТЗ с независимой выдержкой времени, которую можно задать равной нулю (мгновенная ТО).

Ток срабатывания ТО КЛ по первому условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{ОТС}(1)} \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)}$$

где  $k_{\text{ОТС}(1)} = 1,1 - 1,2$  — коэффициент отстройки в соответствии с [19];

$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)}$  — ток трехфазного КЗ в конце КЛ в максимальном режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,1 \cdot 12,951 = 14,25 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}}$$

где  $k_{\text{БНТ}} = 7,05$  — коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания при включении силовых трансформаторов [19];

$\sum I_{\text{Т.НОМ}}$  — сумма номинальных токов всех трансформаторов РУ цеха;

$k_{\text{У}} = 1,3 - 1,8$  — коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока;

$\sum I_{д.пуск}$  — сумма пусковых токов ЭД цеха, участвующих в самозапуске.

$$I_{ТО.КЛ(2)} \geq 7,05 \cdot (8 \cdot 57,74) + 1,3 \cdot (4 \cdot 228,9) = 4,447 \text{ кА.}$$

В результате определяющим является первое условие.

Так как ток срабатывания ТО больше максимального ТКЗ в начале линии, значит, ТО бесполезна и не используется.

Рабочий максимальный ток КЛ при принятом способе резервирования РУ цеха (от стороннего источника):

$$I_{РАБ.МАКС.КЛ} = N_T \cdot I_{Т.НОМ} + N_D \cdot I_{Д.НОМ} = 8 \cdot 57,74 + 4 \cdot 43,19 = 634,68 \text{ А.}$$

Выберем ТТ — ТОЛ-10-М с  $n_T = \frac{800}{5}$ .

### 9.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

ТОВВ выполним на второй ступени МТЗ (МТЗ-2) с независимой выдержкой времени.

Отстройка тока срабатывания от максимального тока срабатывания мгновенных ТО трансформатора 10/0,4 кВ и ЭД цеха:

$$I_{ТОВВ.КЛ(1)} = k_H \cdot \max\{I_{ТО.Д}; I_{ТО.Т}\} = 1,1 \cdot \max\{343,36; 3092,1\} = 3401,31 \text{ А,}$$

где  $k_H = 1,1$  — коэффициент надежности согласования [19].

Отстройка от максимально допустимого пускового тока:

$$I_{ТОВВ.КЛ(2)} = k_H \cdot \left( \sum I_{Т.НОМ} + \sum I_{Д.ПУСК} + \sum I_{Д.НОМ} \right),$$

где  $\sum I_{Д.ПУСК}$  — суммарный пусковой ток ЭД, запускающихся во вторую очередь;

$\sum I_{Д.НОМ}$  — суммарный номинальный ток ЭД, запускающихся в первую очередь;

$\sum I_{Т.НОМ}$  — суммарный номинальный ток трансформаторов.

$$I_{ТОВВ.КЛ(2)} = 1,1 \cdot (2 \cdot 228,9 + 2 \cdot 43,19 + 8 \cdot 57,74) = 1006,1 \text{ А.}$$

В результате определяющим условием является первое условие.

Чувствительность ТОВВ при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы на шинах цеха:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75



$$k_{\text{ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)};$$

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,687 = 5,79 \text{ кА};$$

$$k_{\text{ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{5,79}{3,401} \cdot 1 = 1,7.$$

В данном случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах работы в любой точке, потому что коэффициент чувствительности больше нормативного.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТ}} = \frac{3401,31 \cdot 5}{800} \cdot 1 = 21,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТОВВ, обеспечивающая селективность при КЗ на шинах РУ цеха и срабатывания ЛЗШ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{ЛЗШ}}$  — выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя (примем равной 0,1 с).

Определение ступени селективности:

$$\Delta t = t_{\text{отк.вв}} + 2 \cdot t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{отк.вв}} = 0,05 \text{ с}$  — полное время отключения вводного выключателя;

$t_{\text{погреш.ов}} = 0,1 \cdot 0,39 = 0,039 \text{ с}$  — погрешность органа времени [17];

$t_{\text{возвр.ио.т}} = 0,06 \text{ с}$  — время возврата ИО тока ТОВВ [17];

$t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$  — время запаса.

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,039 + 0,06 + 0,1 = 0,29 \text{ с.}$$

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 0,1 + 0,29 = 0,39 \text{ с.}$$

Уставки ТОВВ КЛ 10 кВ, выполненной на второй ступени МТЗ представлены в таблице 9.3.2.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Таблица 9.3.2 Уставки ТОВВ КЛ 10 кВ, выполненной на второй ступени МТЗ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-2	ВКЛ	Ввод МТЗ-2
$I_{CP}, A$	13,2/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-2
$T_{CP}, c$	0,39/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-2

### 9.3.3 МТЗ

Максимальную токовую защиту выполним на 3 ступени МТЗ (МТЗ-3).

Ток срабатывания МТЗ КЛ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} = \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}},$$

где  $k_H = 1,1$  — коэффициент надежности [19];

$k_{C3}$  — коэффициент самозапуска;

$k_B = 0,95$  — коэффициент возврата ИО по току [19].

$$k_{C3} = \frac{S_{C3}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{C3} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}},$$

где  $N_{C3}$  — количество ЭД, участвующих в самозапуске.

$$k_{C3} = \frac{5,3 \cdot 2 \cdot 0,63 + 8 \cdot 1}{4 \cdot 1,46 + 8 \cdot 1} = 1,06;$$

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} = \frac{1,1 \cdot 1,06}{0,95} \cdot 634,68 = 778,99 \text{ А.}$$

Согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}},$$

где  $k_{\text{НС}} = 1,1$  — коэффициент надежности согласования [19];

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$  — ток срабатывания МТЗ ВВ, равный току срабатывания МТЗ КЛ по первому условию.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq 1,1 \cdot 778,99 = 856,89 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне действия при 2-фазном КЗ в минимальном режиме на шинах РУ цеха:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ}(2)} = \frac{6579}{856,89} \cdot 1 = 7,68.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,5$ , [1]).

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования действия при фазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{1941}{856,89} \cdot 0,5 = 1,13.$$

В соответствии с [23] допускается 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей выше 1 кВ:

$$I_{\text{КЗ.РАСЧ}} = 0,8 \cdot I_{\text{К.МИН}} = 0,8 \cdot 6579 = 5263,2 \text{ А.}$$

По время-токовым характеристикам, время срабатывания предохранителя  $t_{\text{ПКТ}}$  менее 0,01 с, значит, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха.

Отстройка выдержки времени МТЗ ВВ от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,6 + 0,29 = 0,89 \text{ с,}$$

где  $\Delta t = 0,29 \text{ с}$

Расчётная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой при КЗ в точке К2:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,89 + 0,29 = 1,18 \text{ с.}$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{12951}{856,89} = 15,12.$$

Согласно [17] время срабатывания УРЗА, настроенного на нормально инверсную характеристику:

$$t = \frac{0,14 \cdot k}{K_{\text{МТЗ.КЛ}}^{0,02} - 1},$$

где  $k$  — временной коэффициент (уставка по времени).

Уставка, обеспечивающая расчетную выдержку времени  $t_{\text{МТЗ.КЛ}}$  при кратности  $K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}}$ :

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{0,14} \cdot (K_{\text{МТЗ.КЛ}}^{0,02} - 1) = \frac{1,18}{0,14} (15,12^{0,02} - 1) = 0,473.$$

Примем  $k_{\text{УСТ}} = 0,48$

Время срабатывания МТЗ КЛ в конце линии:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{0,14 \cdot 0,48}{15,12^{0,02} - 1} = 1,2.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К1:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{14496}{856,89} = 16,9.$$

Время срабатывания МТЗ КЛ в начале линии:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{0,14 \cdot 0,48}{16,9^{0,02} - 1} = 1,15 \text{ с.}$$

После аналогичных расчетов для остальных характеристик занесем результаты в таблицу 9.3.3.1.

Таблица 9.3.3.1 Результаты расчета характеристик

Характеристика	$k_{\text{РАСЧ}}$	$k_{\text{УСТ}}$	$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}}, \text{с}$	$t_{\text{МТЗ.КЛ.К1}}, \text{с}$
НИ	0,473	0,48	1,2	1,15
СИ	0,491	0,50	1,1	0,99
ЧИ	0,467	0,47	1,08	0,89

После сравнения видно, что оптимальная — чрезвычайно инверсная характеристика.

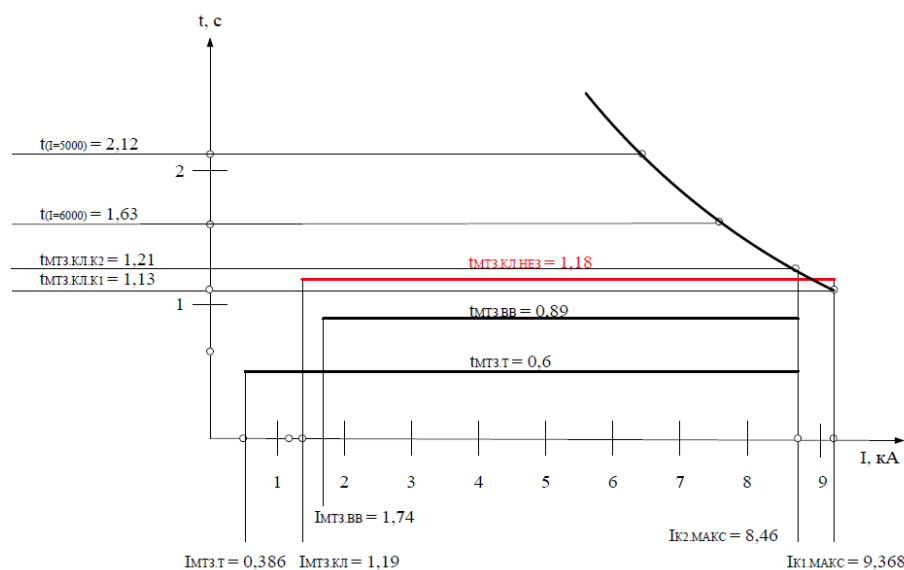


Рисунок 10.3.3 Карта селективности МТЗ КЛ и МТЗ цеха

По карте селективности видно, что МТЗ с зависимой выдержкой времени позволяет быстрее отключить ток КЗ в конце КЛ в сравнении с независимой.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{856,89 \cdot 5}{800} \cdot 1 = 5,36 \text{ А.}$$

Уставки МТЗ КЛ 10 кВ, выполненной на третьей ступени МТЗ, внесены в таблицу 9.3.3.2.

Таблица 9.3.3.2 Уставки МТЗ КЛ 10 кВ, выполненной на третьей ступени МТЗ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-3	ЧРЕЗ.ИНВ	Ввод МТЗ-3
$I_{\text{СР}}$ , А	5,36/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{\text{СР}}$ , с	0,88/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3
k	0,25/(0,05...1)	Кэф. времени зависимой выдержки времени

#### 9.3.4 Ускорение МТЗ

Функциональная схема ускорения МТЗ представлена на рисунке 9.3.4.

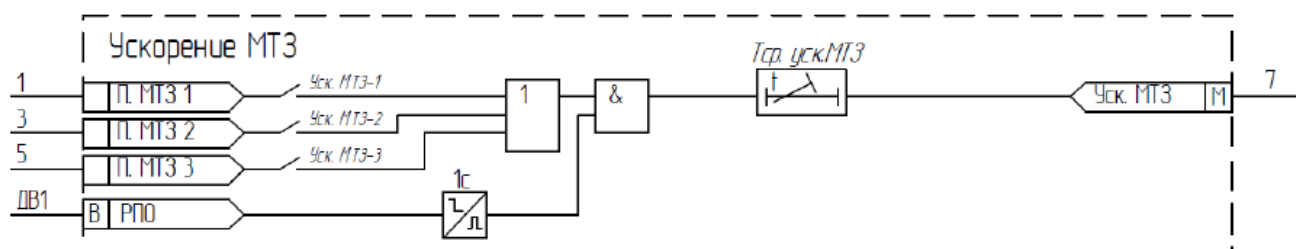


Рисунок 9.3.4 Функциональная схема ускорения МТЗ

Временная задержка:

$$t_{\text{СР.УСК}} = t_{\text{В.РАЗН}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с,}$$

где  $t_{\text{В.РАЗН}} = 1,7 \text{ мс}$  — время разброса включения фаз выключателя [14]

$t_{\text{ЗАП}} = 0,1 \text{ с}$  — время запаса.

Согласно [19] время ввода ускорения примем равным 1 с.

Уставки ускорения МТЗ КЛ 10 кВ представлены в таблице 9.3.4.

Таблица 9.3.4 Уставки ускорения МТЗ КЛ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
Уск МТЗ-1	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-1
Уск МТЗ-2	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-2
Уск МТЗ-3	ВКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-3
$T_{CP.УСК}, c$	1,00/(0,00...2)	Время срабатывания ускорения МТЗ

### 9.3.5 УРОВ

Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{НОМ}$ .

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{УРОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 c.$$

Уставки УРОВ КЛ 10 кВ представлены в таблице 9.3.5.

Таблица 9.3.5 Уставки УРОВ КЛ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{CP}, c$	0,25/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-3	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход при срабатывании МТЗ-3
Вн. откл.	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
Ввод УРОВ	ВКЛ	Ключ УРОВ

## 9.4 Секционный выключатель 10 кВ

### 9.4.1 МТЗ

МТЗ СВ выполним на третьей ступени МТЗ с зависимой выдержкой времени. Отстройка тока срабатывания от суммарного максимального тока секции:

$$I_{МТЗ.СВ(1)} = \frac{1,1 \cdot 1,06}{0,95} \cdot 634,68 = 778,99 A.$$

Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений (МТЗ КЛ к цеху):

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} = 1,1 \cdot 856,89 = 942,579 \text{ А.}$$

Определяющим является второе условие.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7597}{942,579} = 6,97.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,5$ , [1]).

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6687}{942,579} \cdot 1 = 6,14.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,2$ , [1]).

Выбираем ТТ — ТОЛ-10-М с  $n_{\text{T}} = \frac{1000}{5}$ .

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.СВ.ВТ}} = \frac{942,579 \cdot 5}{1000} = 4,71 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от времени срабатывания МТЗ КЛ к цеху при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ. В связи с тем, что выдержка времени МТЗ КЛ зависимая, то МТЗ СВ выполняется с зависимой выдержкой времени с тем же видом характеристики (ЧИ).

Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.СВ.НН.ПС}} = \frac{7579}{942,579} = 8,04.$$

Расчетное время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.КЗ.НН.ПС}} = 0,87 + 0,29 = 1,16 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ СВ:

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$k_{\text{MT3.CB}} = \frac{1,16}{80} \cdot (8,04^2 - 1) = 0,92.$$

Зависимость времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ СВ представлена на рисунке 9.4.1.

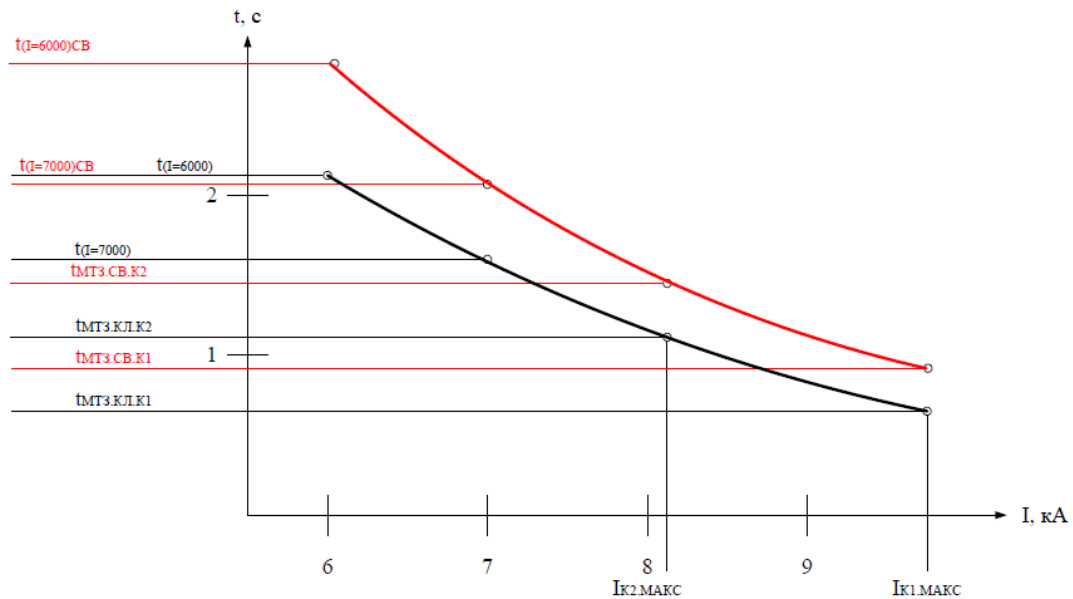


Рисунок 9.4.1 Зависимость времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ СВ

Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ занесены в таблицу 9.4.1.

Таблица 9.4.1 Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-3	ЧРЕЗ.ИНВ	Ввод МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
$I_{\text{CP}}, \text{A}$	3,51/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{\text{CP}}, \text{c}$	1,16/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3
$k$	0,28/(0,05...1)	Коэф. времени зависимой выдержки времени

#### 9.4.2 ЛЗШ

Функциональная схема ЛЗШ представлена на рисунке 9.4.2.



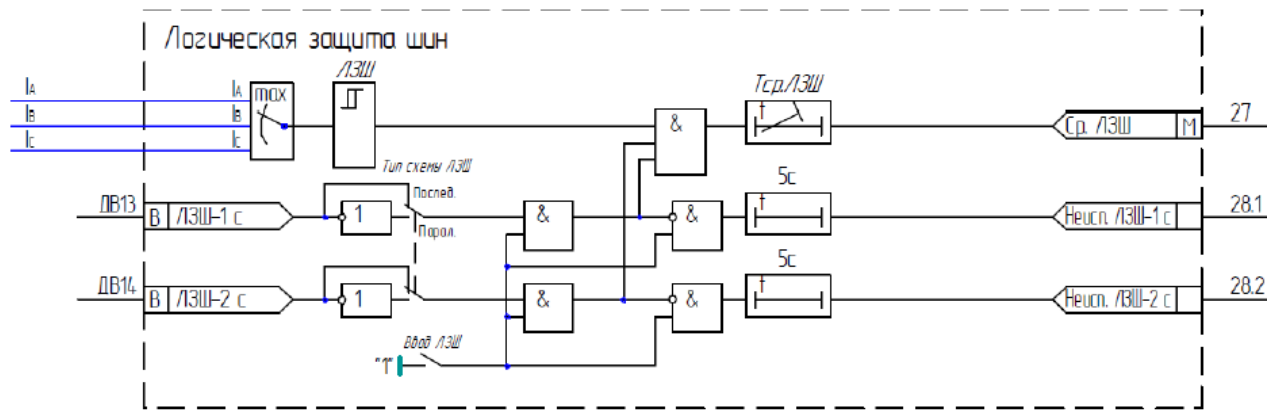


Рисунок 9.4.2 Функциональная схема ЛЗШ

Ток срабатывания выбирается из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} / k_{\text{Ч.НОРМ}}$$

где  $k_{\text{Ч.НОРМ}} = 1,5$  — нормативный коэффициент [1].

$$I_{\text{ЛЗШ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,597 / 1,5 \cdot 1 = 4,38 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания ЛЗШ больше тока МТЗ СВ, значит, ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{\text{ЛЗШ.ВТ}} = \frac{4380 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 21,9 \text{ А.}$$

Время срабатывания ЛЗШ примем равным 0,1 с согласно [17].

Уставки ЛЗШ внесены в таблицу 9.4.2.

Таблица 9.4.2 Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
ЛЗШ	ВКЛ	Ввод ЛЗШ
Тип схемы	ПОСЛЕД	Тип схемы ЛЗШ
$I_{\text{СР}}, \text{ А}$	6,72/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{\text{СР}}, \text{ с}$	0,1/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3

### 9.4.3 АВР

Функциональная схема АВР представлена на рисунке 9.4.3.1.

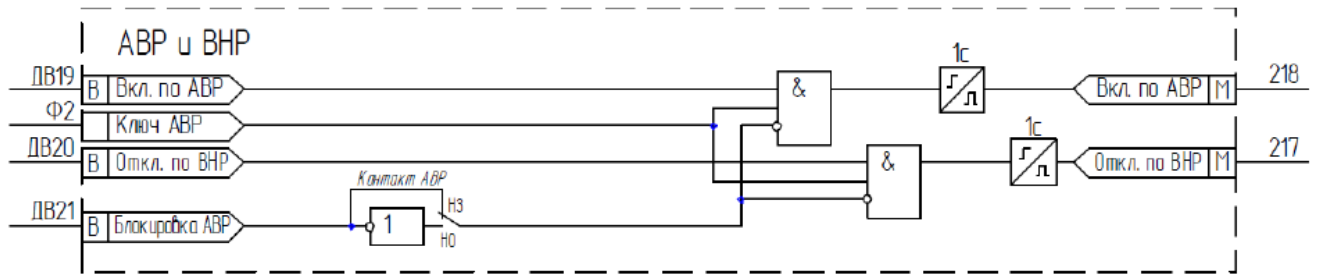


Рисунок 9.4.3.1 Функциональная схема АВР

Автоматический ввод резерва и восстановление нормального режима реализуются с помощью дискретных входных сигналов, полученных от устройства защиты установленного на трансформаторном вводе.

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой устройств БЭМП РУ защиты вводных и секционного выключателей (рисунок 9.4.3.2). При исчезновении питания на шинах одной из секции, питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

Выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (в связи с тем, что отстройка по времени при снижении напряжения из-за КЗ реализована в 3МН), а именно 0,5 - 2с.

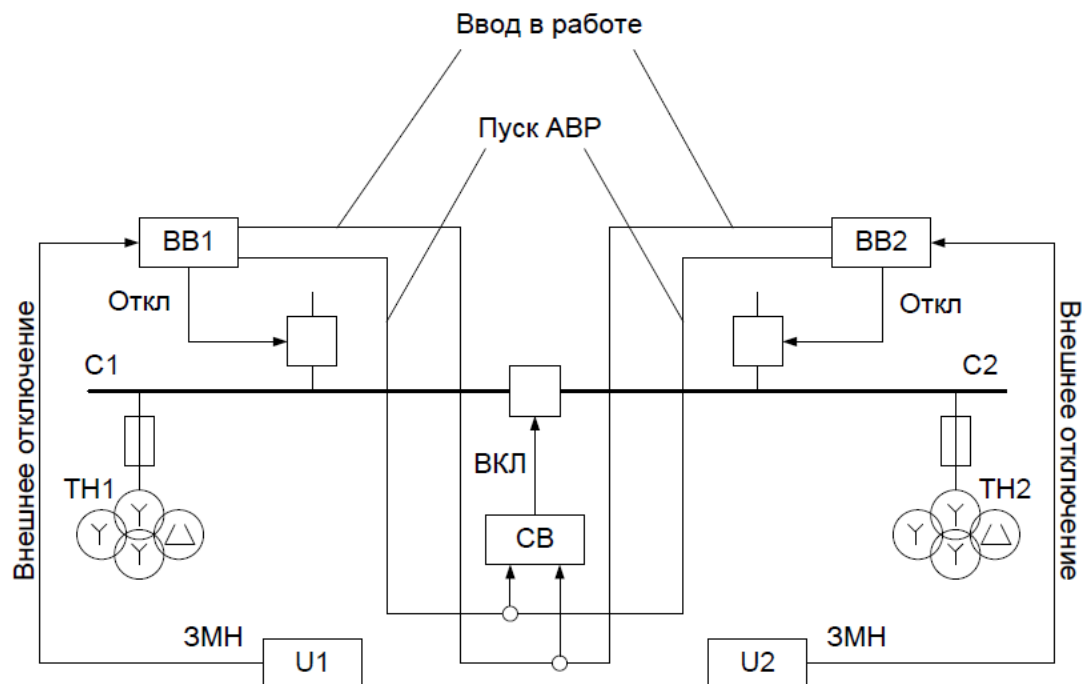


Рисунок 9.4.3.2 Поясняющая схема работы АВР

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

85

Уставки АВР представлены в таблице 9.4.3.

Таблица 9.4.3 Уставки АВР

Уставка	Значение	Описание
Ввод АВР	ВНЕШ	Ключ АВР
Контакт АВР	НЗ	Положение контакта блокировки АВР

#### 9.4.4 УРОВ

Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{НОМ}$ . Выдержка времени УРОВ:

$$t_{УРОВ} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с}$$

УРОВ-вход реализовано на получении сигналов «УРОВ-вход» отдельно от выключателей первой и второй секции шин по дискретным входам ДВ15 и ДВ16 соответственно.

Уставки УРОВ СВ 10 кВ представлены в таблице 9.4.4.

Таблица 9.4.4 Уставки УРОВ СВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{СР.УРОВ}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-выход
$T_{СР.УРОВ-ВХ}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-вход
МТЗ-3	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
Вн. откл.	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
Ввод УРОВ	ВКЛ	Ключ УРОВ

#### 9.5 Вводной выключатель 10 кВ

##### 9.5.1 МТЗ

МТЗ ВВ выполним на третьей ступени МТЗ с зависимой выдержкой времени.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Отстройка от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 942,579 = 1036,84 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ ВВ в основной зоне действия (шины НН ПС):

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7597}{1036,84} \cdot 1 = 6,36.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,5$ , [1]).

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (шины РУ цеха):

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6687}{1036,79} \cdot 1 = 5,59.$$

Выбираем ТТ — ТОЛ-10-М с  $n_{\text{T}} = \frac{2000}{5}$ .

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТ}} = \frac{1036,79 \cdot 5}{2000} = 2,59 \text{ А.}$$

Кратность МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}} = \frac{7579}{1036,79} = 7,31.$$

Расчетное время срабатывания МТЗ ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ.КЗ.НН.ПС}} = 1,19 + 0,29 = 1,48 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ ВВ:

$$k_{\text{МТЗ.СВ}} = \frac{1,48}{80} \cdot (7,31^2 - 1) = 0,99.$$

Зависимость времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ ВВ представлена на рисунке 9.5.1.2.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

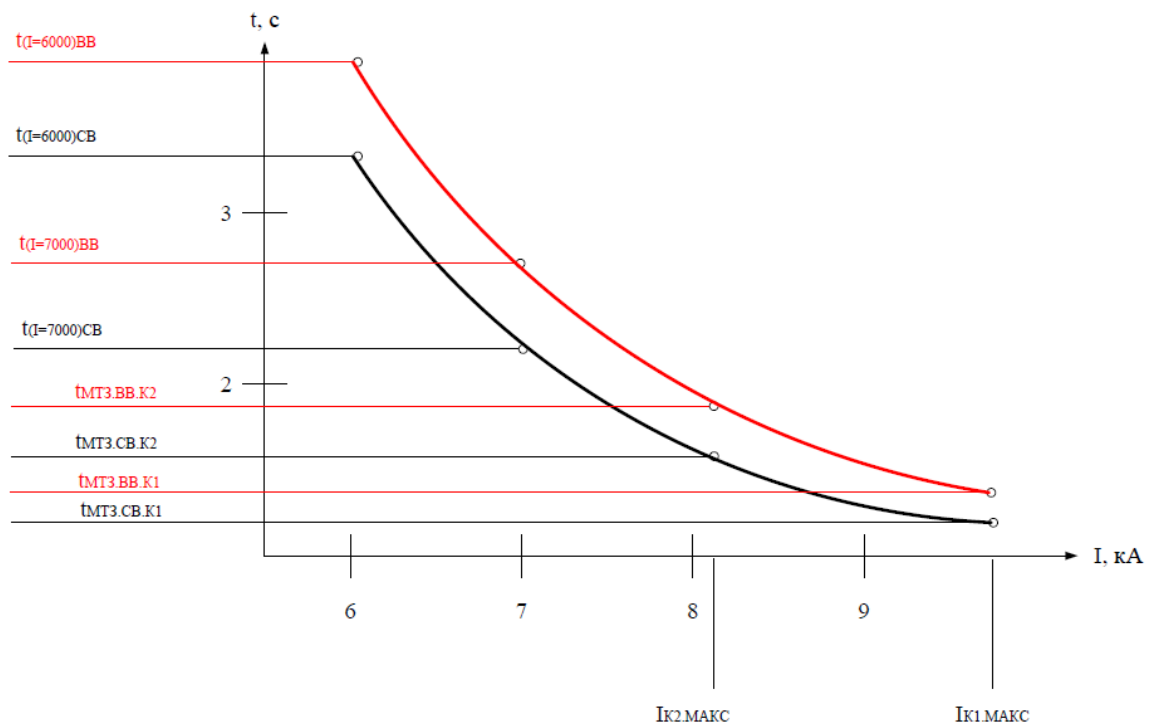


Рисунок 9.5.1.2 Зависимость времени срабатывания МТЗ КЛ и МТЗ ВВ  
Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ сведены в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1 Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-3	НЕЗАВ	Ввод МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
$I_{CP}$ , А	2,89/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{CP}$ , с	1,48/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3
k	0,28/(0,05...1)	Коэф. времени зависимой выдержки времени

### 9.5.2 Ускорение МТЗ

Временная задержка:

$$t_{CP.УСК} = t_{В.РАЗН} + t_{ЗАП} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

Согласно [17] время ввода ускорения примем равным 1 с.

Уставки ускорения МТЗ ВВ 10 кВ приведены в таблице 9.3.4.

Таблица 9.3.4 Уставки ускорения МТЗ ВВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
Уск МТЗ-1	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-1
Уск МТЗ-2	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-2
Уск МТЗ-3	ВКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-3
$T_{\text{СР.УСК}}, \text{ с}$	1,00/(0,00...2)	Время срабатывания ускорения МТЗ

### 9.5.3 ЛЗШ

Уставки ЛЗШ полностью совпадают с расчетами для ЛЗШ СВ, приведенных в табл. 9.4.2.

### 9.5.4 УРОВ

Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании защит, действующих на отключение. Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{\text{НОМ}}$ . Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с.}$$

Уставки УРОВ ВВ 10 кВ представлены в таблице 9.5.4.

Таблица 9.5.4 Уставки УРОВ ВВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{\text{СР.УРОВ}}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-выход
$T_{\text{СР.УРОВ-ВХ}}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-вход
МТЗ-3	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
ВО с АПВ	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения с АПВ
ВО с АВР	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения с АВР
Вн. откл.	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения

## 9.6 Вводной выключатель в РУ (цеха)

## 9.6.1 МТЗ

МТЗ ВВ РУ (цеха) выполним на первой ступени МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.Ц}} = \frac{1,1 \cdot 1,06}{0,95} \cdot 634,68 = 778,99 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ ВВ в основной зоне действия (шины РУ цеха):

$$k_{\text{ч.МТЗ.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7597}{778,99} \cdot 1 = 8,45.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,5$ , [1]).

Выбираем ТТ — ТОЛ-10-М с  $n_{\text{T}} = \frac{1000}{5}$ .

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.ВВ.ВТ}} = \frac{778,99 \cdot 5}{1000} = 3,89 \text{ А.}$$

Отстройка выдержки времени МТЗ ВВ от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t ,$$

где  $\Delta t = 0,29 \text{ с}$

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = 0,6 + 0,29 = 0,89 \text{ с.}$$

Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ сведены в таблице 9.6.1.

Таблица 9.6.1 Уставки МТЗ-3 СВ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
МТЗ-3	НЕЗАВ	Ввод МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
$I_{\text{СР}}$ , А	8,68/(0,5...175)	Ток срабатывания МТЗ-3
$T_{\text{СР}}$ , с	0,89/(0,00...120)	Время срабатывания МТЗ-3

## 9.6.2 Ускорение МТЗ

Временная задержка:

$$t_{\text{СР.УСК}} = t_{\text{В.РАЗН}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с.}$$

Согласно [17] время ввода ускорения примем равным 1 с.

Уставки ускорения МТЗ КЛ 10 кВ приведены в таблице 9.6.2.

Таблица 9.6.2 Уставки ускорения МТЗ КЛ 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
Уск МТЗ-1	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-1
Уск МТЗ-2	ОТКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-2
Уск МТЗ-3	ВКЛ	Ввод ускорения при пуске МТЗ-3
$T_{\text{СР.УСК}}, \text{ с}$	1,00/(0,00...2)	Время срабатывания ускорения МТЗ

## 9.6.3 ЛЗШ

Уставки ЛЗШ полностью совпадают с расчетами для ЛЗШ СВ.

## 9.6.4 УРОВ

Контроль положения выключателя контролируется токовым органом с порогом срабатывания  $0,04 I_{\text{НОМ}}$ .

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,065 + 0,2 = 0,265 \text{ с.}$$

Уставки УРОВ ВВ РУ (цеха) 10 кВ представлены в таблице 9.6.4.

Таблица 9.6.4 Уставки УРОВ ВВ РУ (цеха) 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$T_{\text{СР.УРОВ}}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-выход
$T_{\text{СР.УРОВ-ВХ}}, \text{ с}$	0,27/(0,00...120)	Время срабатывания УРОВ-вход
МТЗ-3	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения
ВО с АПВ	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего отключения с АПВ
ВО с АВР	ВКЛ	На сигнал УРОВ-выход от внешнего



		отключения с АВР
Ввод УРОВ	ВКЛ	Ключ УРОВ

## 9.7 ТН 10 кВ

### 9.7.1 Пуск по напряжению МТЗ

Функциональная схема пуска по напряжению представлена на рисунке

#### 9.7.1

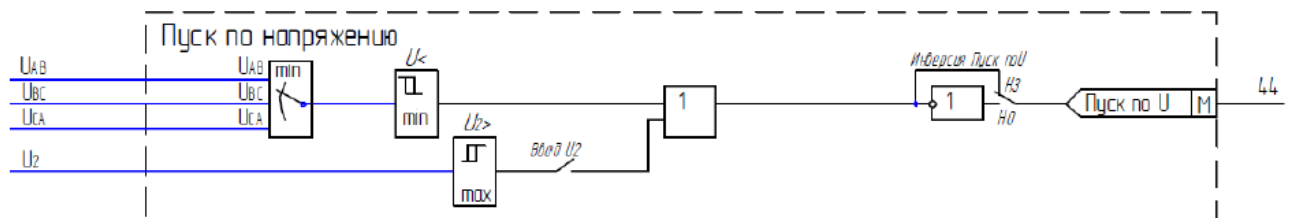


Рисунок 9.7.1 Функциональная схема пуска по напряжению

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{с.з} = \frac{U_{р.мин}}{k_B \cdot k_{отс}},$$

где  $U_{р.мин} = 0,95 \cdot U_{ном}$  — минимальное рабочее напряжение, которое зависит от типа нагрузки.

Двигательная нагрузка очень чувствительна к снижениям напряжения и не допускает снижение более 5% от номинального напряжения.

$k_B = 1,05$  — коэффициент возврата;

$k_{отс} = 1,1 - 1,3$  — коэффициент надежной отстройки.

$$U_{с.з} = \frac{95}{1,05 \cdot 1,1} = 82,25 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания по обратной последовательности согласно [17] примем равным 80 В.

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{уд.кл} = \sqrt{R_{уд.кл}^2 + X_{уд.кл}^2},$$

где  $R_{уд.кл}$  — удельное активное сопротивление кабеля [24];

$X_{уд.кл}$  — удельное индуктивное сопротивление кабеля [24].

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР				

$$Z_{уд.кл} = \sqrt{0,164^2 + 0,099^2} = 0,19 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{кл.мин.реж} = \frac{Z_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{N_{цепей} - 1} = \frac{0,19 \cdot 1,3}{3 - 1} = 0,124 \text{ Ом.}$$

Остаточное линейное напряжение на шинах НН ПС при 3-фазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ:

$$U_{л.ост} = \sqrt{3} \cdot Z_{кл.мин.реж} \cdot I_{кз.мин.реж}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,124 \cdot 6,687 = 1,4 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при коэффициенте трансформации ТН  $n_T = \frac{10000}{100}$  будет равно 14 В.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{U_{с.з}}{U_{л.ост}} = \frac{82,25}{14} = 5,875.$$

Коэффициент чувствительности, полученный по расчету, оказался больше нормативного ( $k_{ч.норм} = 1,5$  [1]).

Уставки пуска по напряжению ТН 10 кВ приведены в таблице 9.7.1.

Таблица 9.7.1 Уставки пуска по напряжению ТН 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
$U_{ср}$ , В	69,59/(10...120)	Напряжение срабатывания пуска по $U$
Комб. пуск	ВКЛ	Комбинированный пуск (с пуском по $U$ ОП)
$U_2$ , В	80	Напряжение срабатывания по ОП
Инверсия	НЗ	Инверсия пуска по $U$

## 9.7.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю

Функциональная схема ЗОЗЗ представлена на рисунке 9.7.2.

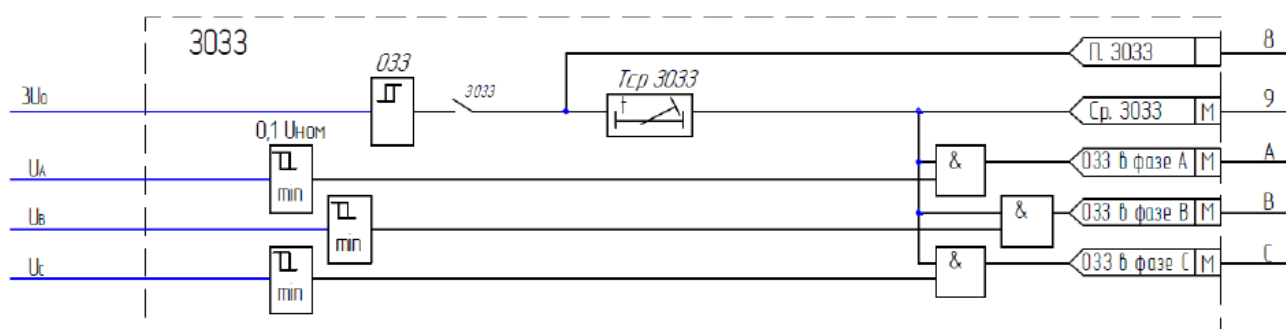


Рисунок 9.7.2 Функциональная схема ЗОЗЗ

Защита от замыканий на землю выполнена одноступенчатой, реагирующей на повышение напряжения нулевой последовательности основной гармоники.

ЗОЗЗ осуществляет функцию определения поврежденной фазы при ОЗЗ. Поврежденной фазой принимается та, напряжение на которой при замыкании на землю снижается ниже 10 В во вторичных значениях.

Напряжение срабатывания принимаем равным 30 В, что обеспечивает надежное несрабатывание при просадке напряжения из-за самозапуска нагрузки.

Время срабатывания принимаем равным 3 с по [17].

Уставки ЗОЗЗ ТН 10 кВ представлены в таблице 9.7.2.

Таблица 9.7.2 Уставки ЗОЗЗ ТН 10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
ЗОЗЗ	ВКЛ	Ввод ЗОЗЗ
$3U_{0\text{сн}}$ , В	30/(10...120)	Напряжение срабатывания ЗОЗЗ
$T_{\text{ср}}$ , с	3,00/(0,00...120)	Время срабатывания ЗОЗЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

94

### 9.7.3 Защита минимального напряжения

Функциональная схема ЗМН представлена на рисунке 9.7.3.

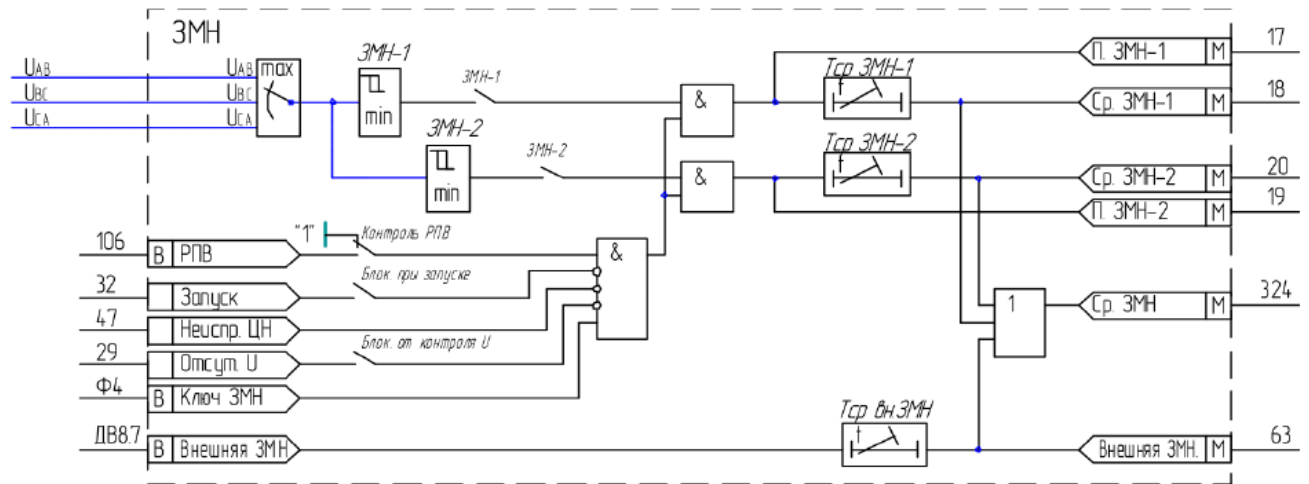


Рисунок 9.7.3 Функциональная схема ЗМН

В данном термине реализована двухступенчатая ЗМН. Первая ступень ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, отключающая ЭД неответственных механизмов.

Согласно (п. 5.3.52) [1] выдержка времени ЗМН должна быть на ступень больше времени действия быстродействующих защит:

$$t_{\text{ЗМН1}} = 1,48 + 0,29 = 1,77 \text{ с.}$$

Уставка по напряжению – не выше 70% от номинального:  $U_{\text{ЗМН}} = 70 \text{ В.}$

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса. Напряжение срабатывания второй ступени не превышает 50% номинального, а выдержка времени принимается 10...15 с согласно [19].

Уставки защиты минимального напряжения представлены в таблице 9.7.3.

Таблица 9.7.3 Уставки защиты минимального напряжения

Уставка	Значение/Диапазон	Описание
Ввод ЗМН	ВНЕШ	Ключ ЗМН
ЗМН-1	ВКЛ	Ввод ЗМН-1
$U_{\text{СР}}, \text{ В}$	70/(10...120)	Напряжение срабатывания ЗМН-1

$T_{CP}, c$	1,77/(0,00...120)	Время срабатывания ЗМН-1
ЗМН-2	ВКЛ	Ввод ЗМН-2
$U_{CP}, B$	50/(10...120)	Напряжение срабатывания ЗМН-2
$T_{CP}, c$	15/(0,00...120)	Время срабатывания ЗМН-2
Контроль РПВ	ОТКЛ	Ввод контроля РПВ

## 9.8 Генератор 10 кВ

В рамках выпускной квалификационной работы все необходимые функции релейной защиты, автоматики, технологических защит, системы управления генератором и газопоршневым двигателем выполняет специализированный контроллер.

УРЗА в ячейке КРУ НН ПС короткой КЛ к генератору выполняет чисто резервные функции.

### 9.8.1 Ненаправленная МТЗ и токовая защита от ОЗЗ

Определим параметры МТЗ и токовой защиты от ОЗЗ резервного УРЗА в ячейке КРУ НН ПС КЛ к генератору.

Исходные данные:

$$I_{K3.1.МИН}^{(3)} = 7 \text{ кА};$$

$$I_{K3.2}^{(3)} = 1,1 \text{ кА};$$

$$I_{Г.НОМ} = 103 \text{ А};$$

$$I_{C.Σ} = 7 \text{ А};$$

КЛ: АПВП 3×70/16

$$L_{КЛ} = 50 \text{ м};$$

$$C_{C.Г} = 0,04 \text{ мкФ}.$$

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 9.8.1.

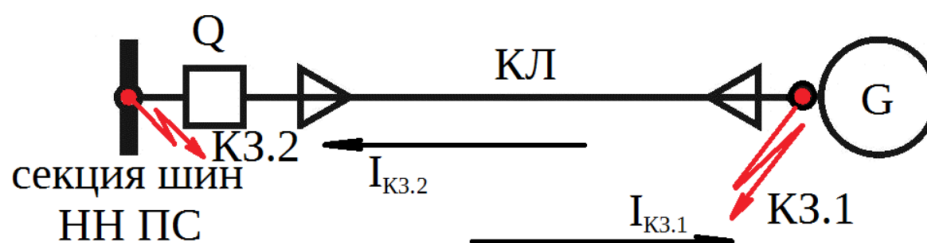


Рисунок 10.8.1 Расчетная схема замещения

## МТЗ

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

$$I_{\text{МТЗ.Г.1}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{КЗ.2}}^{(3)} = 1,2 \cdot 1,1 = 1,32 \text{ кА.}$$

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

$$k_{\text{Ч.МТЗ.Г.1}} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.1.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.1}}} \right) k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \left( \frac{0,886 \cdot 7}{1,32} \right) \cdot 1 = 4,6.$$

Вторая ступень МТЗ отстраивается от номинального тока генератора:

$$I_{\text{МТЗ.Г.2}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}}}{k_{\text{В}}} = \frac{1,1 \cdot 103}{0,95} = 119 \text{ А.}$$

Чувствительность при внешних КЗ:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.Г.2}} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ.2}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Г.2}}} \right) k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \left( \frac{0,866 \cdot 1,1}{0,119} \right) \cdot 1 = 8.$$

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

Выдержка времени ВВ зависит от направления тока (мощности).

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

## 9.9 Трансформатор 110/10 кВ

### 9.9.1 Дифференциальная токовая защита

Функциональная схема ДЗТ представлена на рисунке 9.9.1.1.

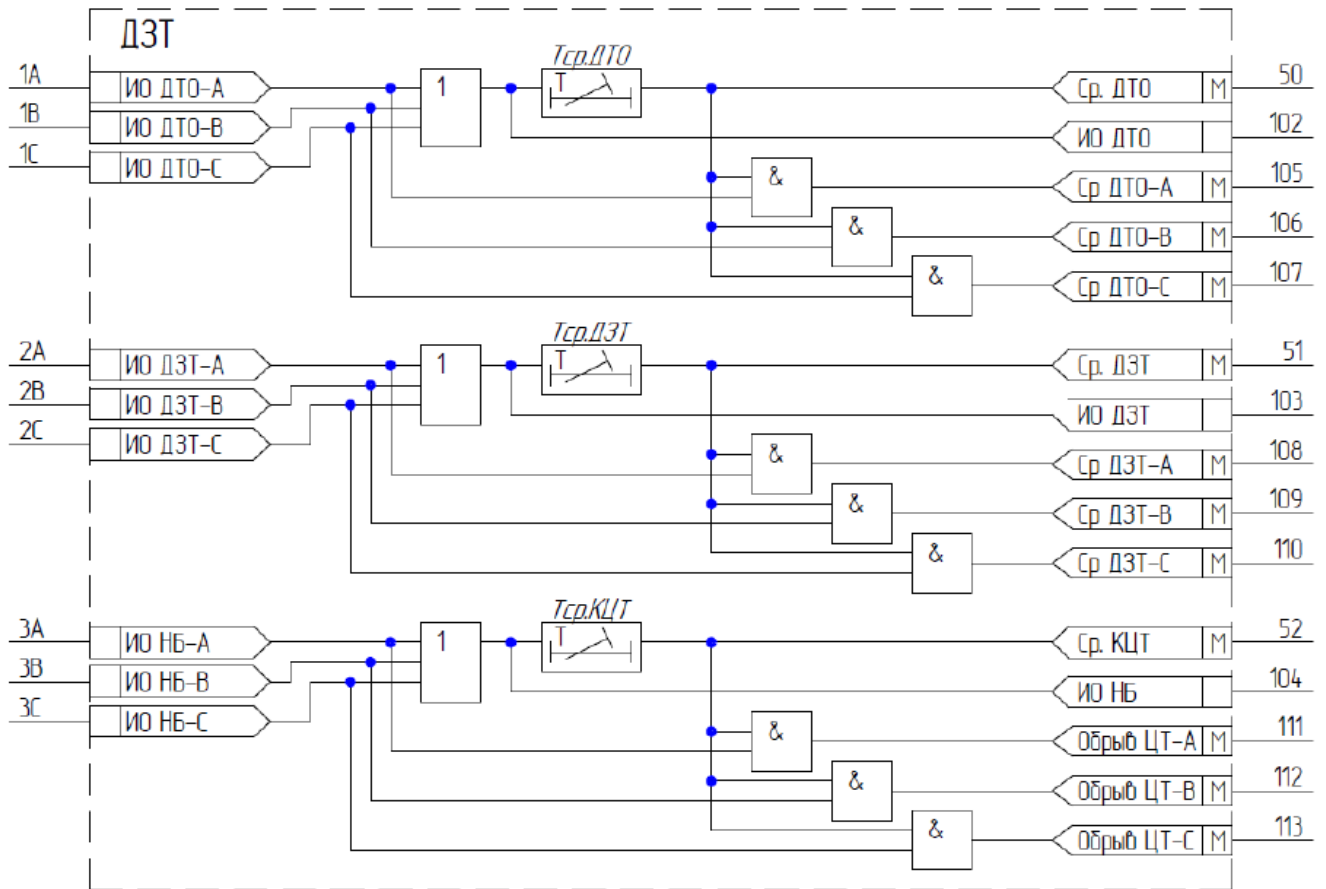


Рисунок 9.9.1.1 Функциональная схема ДЗТ

Трансформаторы тока со стороны ВН — ТВ-110-I-1 с  $n_T = \frac{300}{5}$ , со стороны НН — ТОЛ-10-М с  $n_T = \frac{4000}{5}$  фирмы ОАО «СЗТТ» [23].

Номинальный базисный ток:

$$I_{\text{НОМ.В.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СР}}}$$

где  $U_{\text{НОМ.СР}}$  — номинальное напряжение ответвления обмотки трансформатора при нулевом положении РПН.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,63 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.НН1}} = I_{\text{НОМ.НН2}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4198,91 \text{ А.}$$

Ток на входе БЭМП-ДЗТ в номинальном режиме защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.НОМ}} = \frac{k_{\text{СХ}}^{(3)} \cdot I_{\text{НОМ.Б.Т}}}{K_{\text{ТА}}},$$

где  $k_{\text{СХ}}^{(3)}$  — коэффициент схемы для трехфазного симметричного режима;

$K_{\text{ТА}}$  коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{\text{ВХ.НОМ.ВН}} = \frac{1 \cdot 401,63 \cdot 5}{300} = 6,69 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ВХ.НОМ.НН1}} = I_{\text{ВХ.НОМ.НН2}} = \frac{1 \cdot 4198,91 \cdot 5}{4000} = 5,24 \text{ А.}$$

Коэффициент цифрового выравнивания:

$$K_{\text{Ц.В}} = \frac{I_{\text{НОМ.У}}}{k_{\text{СХ}}^{(3)} \cdot I_{\text{ВХ.НОМ}}},$$

где  $I_{\text{НОМ.У}}$  — номинальный ток входных ПТТ устройства БЭМП-ДЗТ;

$k_{\text{СХ}}^{(3)} = \sqrt{3}$  — для стороны ВН, так как применяется операция цифровой треугольник.

$$K_{\text{Ц.В.ВН}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6,69} = 0,43.$$

$$K_{\text{Ц.В.НН}} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 5,24} = 0,55.$$

Начальный ток:

$$I_{\text{Д.НАЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Т1}} \cdot (K'_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}),$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,1$  — коэффициент отстройки [25];

$I_{\text{Т1}} = 1,3$  — ток начала торможения [25];

$K'_{\text{ПЕР}} = 1,3$  — коэффициент, учитывающий переходный режим и рост кратности сквозного тока [25];

$\varepsilon = 0,1$  — относительная погрешность ТТ в установившемся режиме [25];

$\Delta U_{\text{РЕГ}} = 0,12$  — относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора [25];



$\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,04$  — относительная погрешность выравнивания токов сторон [25].

$$I_{\text{Д.НАЧ}} = 1,1 \cdot 0,8 \cdot (1,3 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,26.$$

Ток небаланса по отношению к сквозному току в о.е.:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K''_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}},$$

где  $K''_{\text{ПЕР}} = 2$  — в соответствии с [25].

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,36.$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$k_{\text{T2}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} \cdot I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д.НАЧ}}}{I_{\text{T}} - I_{\text{T1}}},$$

где  $I_{\text{СКВ}} = 2$  — сквозной ток;

$I_{\text{T}}$  — принимается равным  $I_{\text{СКВ}}$  согласно [25].

$$k_{\text{T2}} = \frac{1,1 \cdot 0,36 \cdot 2 - 0,26}{2 - 0,8} = 0,44.$$

Тормозная характеристика БЭМП-ДЗТ приведена на рисунке 9.9.1.2.

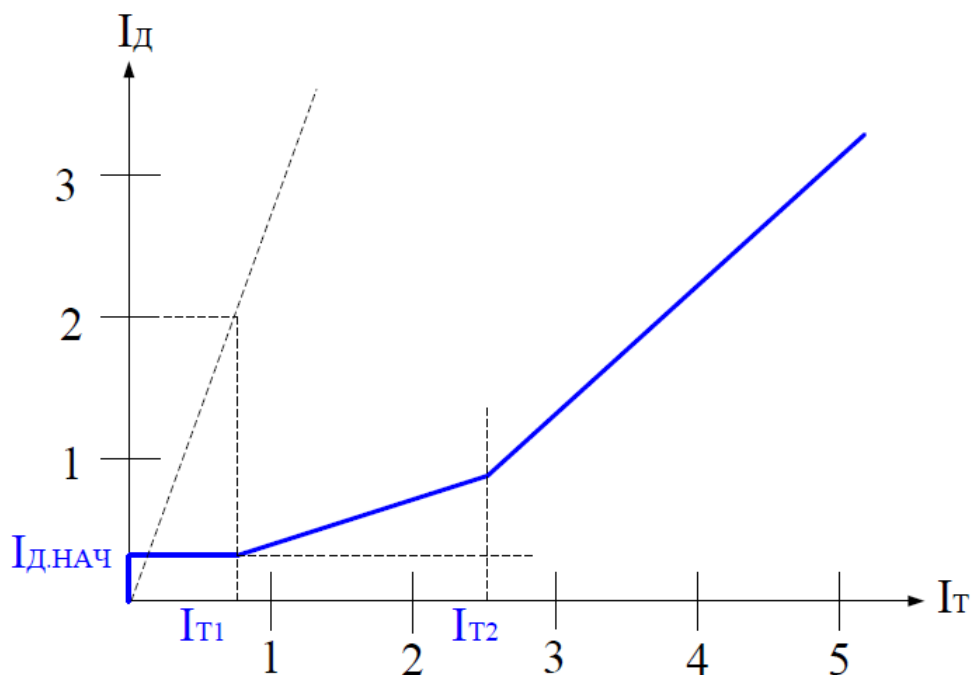


Рисунок 9.9.1.2 Тормозная характеристика БЭМП-ДЗТ

Коэффициент торможения на третьем участке характеристики принимается равным 0,75 согласно [25].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

100

При одностороннем питании КЗ в защищаемой зоне выполняется условие  $I_T = 0,5 \cdot I_D$ . При этом  $k_{\text{ч}} \geq 2$ , если  $k_T \leq 1$ . Так как  $k_T \leq 1$  на любом участке тормозной характеристики, то в специальной проверке  $k_{\text{ч}}$  нет нужды [25].

Уставки дифференциальной защиты трансформатора сведены в таблицу 9.9.1.

Таблица 9.9.1 Уставки дифференциальной защиты трансформатора

Уставка	Значение/Диапазон
Операция цифровой треугольник со стороны ВН	ВКЛ
Операция цифровой треугольник со сторон НН1 и НН2	ОТКЛ
Коэффициент выравнивания со стороны ВН $K_{\text{ц.в.ВН}}$	0,86/(0,4...2,5)
Коэффициент выравнивания со сторон НН1 и НН2 $K_{\text{ц.в.НН}}$	1,91/(0,4...2,5)
Минимальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{д.нач}}$	0,26/(0,2...0,7)
Первая точка излома $I_{\text{T1}}$	0,8/(0,5...1)
Коэффициент торможения на втором участке $k_{\text{T2}}$	0,44/(0,2...0,6)
Вторая точка излома $I_{\text{T2}}$ (не регулируется)	2,5
Коэффициент торможения на третьем участке $k_{\text{T3}}$	0,75/(0,6...1)

### 9.9.2 Дифференциальная токовая отсечка

Отстройка производится от максимального сквозного тока, равного максимальному значению тока при внешнем трехфазном КЗ со стороны НН, который по расчету в ТоКо равен 1050 А.

Приведем к номинальному базисному току:

$$I_{\text{СКВ.МАКС}} = \frac{1050}{401,63} = 2,61.$$

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{ОТС}} \cdot k_{\text{НБ(1)}} \cdot I_{\text{СКВ.МАКС}}$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,15$  — коэффициент отстройки [25];

$k_{НБ(1)} = 0,8$  — коэффициент тока небаланса по первой гармонике [25].

$$I_{ДТО} = 1,15 \cdot 0,8 \cdot 2,61 = 2,4.$$

По условию отстройки от бросков намагничивающего тока необходимо принимать  $I_{ДТО} \geq 5$ .

Уставки дифференциальной токовой отсечки трансформатора приведены в таблице 9.9.2.

Таблица 9.9.2 Уставки дифференциальной токовой отсечки трансформатора

Уставка	Значение/Диапазон
Ввод ДТО	ВКЛ
Ток срабатывания ДТО $I_{ДТО}$	5/(1...15)
Время срабатывания ДТО $T_{ДТО}$	0,00/(0...163,42)

### 9.9.3 МТЗ

Функциональная схема МТЗ ВН приведена на рисунке 9.9.3.

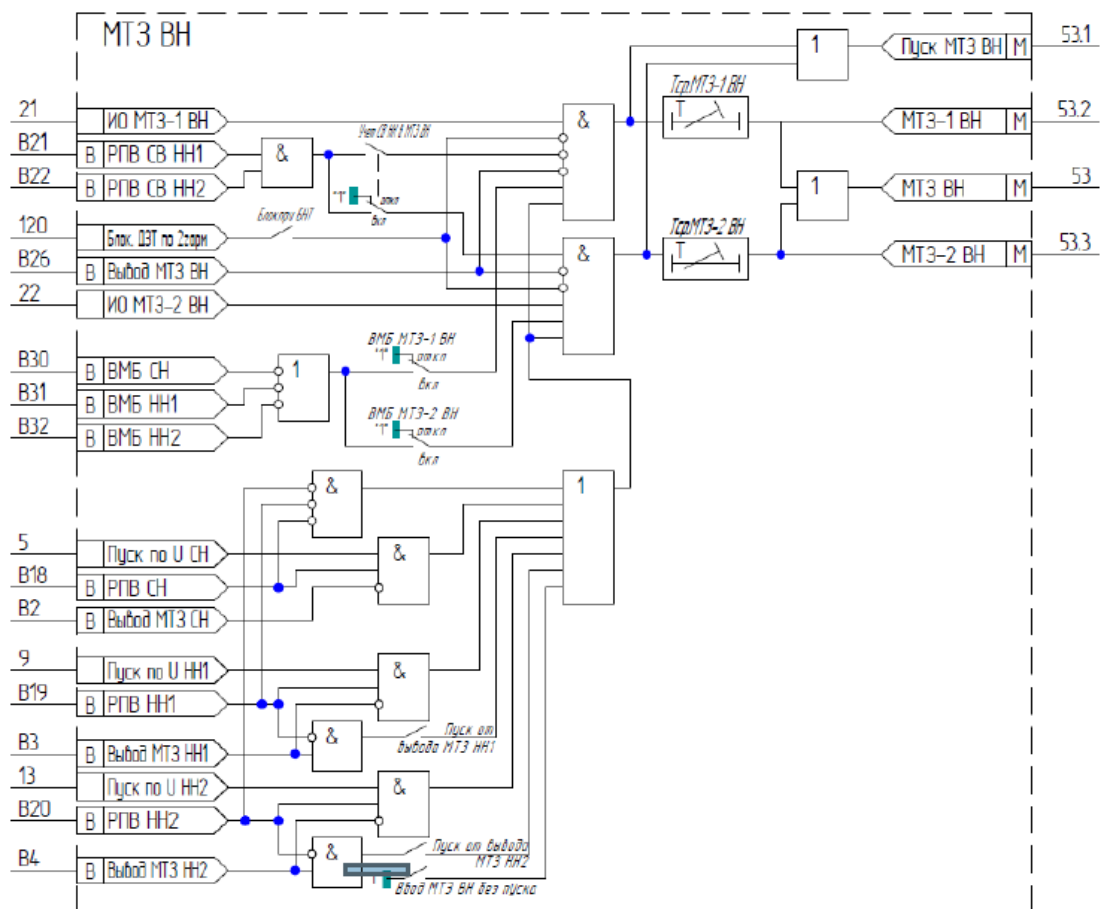


Рисунок 9.9.3 Функциональная схема МТЗ ВН

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = \frac{1,1 \cdot 1,03}{0,95} \cdot 294 = 351,46 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ трансформатора при двухфазном КЗ на выводах 10 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 590}{351,46} \cdot 1 = 1,45.$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности меньше нормативного ( $k_{\text{ч.НОРМ}} = 1,5$ , [1]), значит, требуется пуск по напряжению. Тогда:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} 294 = 340,33 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 590}{340,33} \cdot 1 = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям [1].

Выдержка времени (независимая) МТЗ трансформатора больше выдержки времени МТЗ ВВ на ступень селективности и равна:

$$t_{\text{МТЗ.Т.110}} = 1,48 + 0,29 = 1,77 \text{ с.}$$

Уставки МТЗ трансформатора 110/10 кВ представлены в таблице 9.9.3.

Таблица 9.9.3 Уставки МТЗ трансформатора 110/10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон
Ввод МТЗ-1	ВКЛ
$I_{\text{ср, о.е.}}$	$1,13 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} / (0,1 \dots 35) I_{\text{НОМ.ВН}}$
$T_{\text{ср, с}}$	$1,77 / (0,00 \dots 163,42)$
ВМБ МТЗ-1	ВКЛ
Пуск от вывода МТЗ НН1	ВКЛ
Пуск от вывода МТЗ НН2	ВКЛ
Блокировка при БНТ	ВКЛ

### 9.9.4 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{зп.т.110.вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 401,63 = 443,9 \text{ А.}$$

$$I_{зп.т.110.нн1} = I_{зп.т.110.нн2} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 4198,91 = 4640,9 \text{ А.}$$

Уставки защиты от перегрузки трансформатора 110/10 кВ представлены в таблице 9.9.4.

Таблица 9.9.4 Уставки защиты от перегрузки трансформатора 110/10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон
ВН на перегр.	ВКЛ
$I_{\text{ПРЕГР.ВН, о.е.}}$	$0,74 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} / (0,1 \dots 35) I_{\text{НОМ.ВН}}$
НН1 на перегр.	ВКЛ
$I_{\text{ПРЕГР.НН1, о.е.}}$	$0,46 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} / (0,1 \dots 35) I_{\text{НОМ.ВН}}$
НН2 на перегр.	ВКЛ
$I_{\text{ПРЕГР.НН2, о.е.}}$	$0,46 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} / (0,1 \dots 35) I_{\text{НОМ.ВН}}$

### 9.9.5 УРОВ

Функциональная схема УРОВ представлена на рисунке 9.9.5.

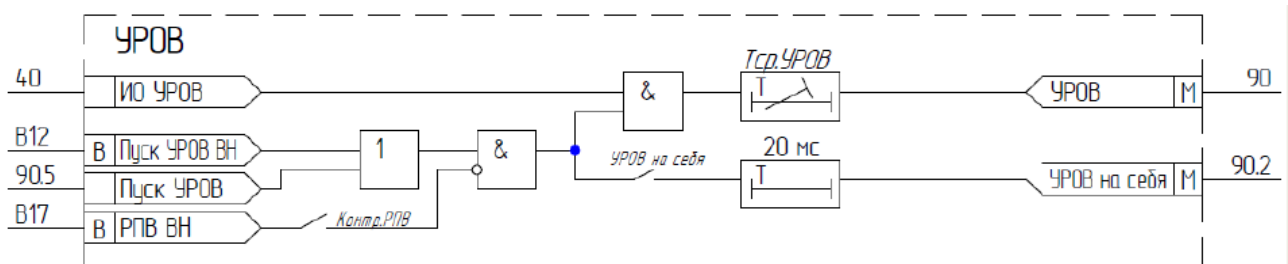


Рисунок 9.9.5 Функциональная схема УРОВ

Выдача сигнала на отключение резервируемого выключателя осуществляется при введенной уставке «УРОВ на себя» с выдержкой времени 0,02 с.

Время срабатывания УРОВ согласно [25] принимается равным 0,4 с.

Уставки УРОВ ВН трансформатора 110/10 кВ сведены в таблицу 9.9.5.

Таблица 9.9.5 Уставки УРОВ ВН трансформатора 110/10 кВ

Уставка	Значение/Диапазон
Ввод УРОВ ВН	ВКЛ
$I_{CP}, \text{о.е.}$	$0,05 \cdot I_{НОМ.ВН} / (0,04 \dots 0,2) I_{НОМ.ВН}$
$T_{CP}, \text{с}$	0,4
Контр. РПВ	ВКЛ
УРОВ ВН на себя	ВКЛ

## 9.10 ВЛ 110 кВ

### 9.10.1 Дистанционная защита

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ из условия отстройки от коротких замыканий на шинах противоположного конца линии:

$$Z_{C.3.11}^I \leq 0,85 \cdot \left( Z_1 + \frac{Z_2}{k_{T2}} \right),$$

где  $Z_1$  – сопротивление отдельного участка защищаемой линии;

$k_{T2}$  – коэффициент токораспределения.

Определим активные сопротивления участков:

$$R = r_0 \cdot L_W,$$

где  $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$  — удельное активное сопротивление линии, для АС–240/32 [13];

$L_W$  — длина линии, км.

$$R_1 = R_2 = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом.}$$

Определим индуктивные сопротивления участков:

$$X = x_0 \cdot L_W,$$

где  $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$  — удельное активное сопротивление линии, для АС–240/32 [13];

$$X_1 = X_2 = 0,435 \cdot 30 = 13,05 \text{ Ом.}$$

Полные сопротивления участков:

$$Z = R + jX;$$

$$Z_1 = Z_2 = 3,54 + j13,05 = 13,52 \cdot e^{j74,8^\circ}.$$

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Коэффициент токораспределения равен:

$$k_{T2} = \frac{I_1}{I_2} = 1,$$

где  $I_1 = I_2$ .

$$\begin{aligned} Z_{C.3.11}^I &\leq 0,85 \cdot \left( 3,54 + j13,05 + \frac{3,54 + j13,05}{1} \right) = 6,018 + j22,185 \\ &= 22,99 \cdot e^{j74,8^\circ}. \end{aligned}$$

Расчетное выражение для второго условия для отстройки от КЗ на шинах низшего напряжения подстанции на ответвлениях:

$$Z_{C.3.12}^I \leq 0,85 \cdot \left( Z_1 + \frac{Z_{TP}}{k_{TP}} \right),$$

где  $Z_{TP}$  — минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов;

$k_{TP}$  — коэффициент токораспределения трансформатора.

Минимальное полное сопротивление параллельно работающих трансформаторов:

$$Z_{TP} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН}^2)}{S_{Т.НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,04 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{TP} = \frac{P_K \cdot U_{НОМ.ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,26 \cdot 115^2}{63^2} = 0,87 \text{ Ом,}$$

где  $P_K$  — потери короткого замыкания, [27].

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{TP} = \sqrt{Z_{TP}^2 - r_{TP}^2} = \sqrt{22,04^2 - 0,87^2} = 22,02 \text{ Ом.}$$

Угол  $\varphi$  трансформатора равен:

$$\varphi = \arctg \frac{x_{TP}}{r_{TP}} = \arctg \frac{22,02}{0,87} = 87,73^\circ.$$

Коэффициент токораспределения трансформатора равен:

$$k_{T.TP} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{0,479}{0,5} = 0,958,$$

где  $I_1, I_2$  — значения токов, полученных в программе «ТоКо».

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

$$Z_{C.3.12}^I \leq 0,85 \cdot \left( 3,54 + j13,05 + \frac{0,87 + j22,02}{0,958} \right) = 3,78 + j30,63$$

$$= 30,86 \cdot e^{j82,9^\circ} \text{ Ом.}$$

Выбираем минимальное сопротивление из двух условий:

$$Z_{C.3.1}^I = \min\{Z_{C.3.11}^I; Z_{C.3.12}^I\};$$

$$Z_{C.3.1}^I = \min\{22,99; 30,86\} = 22,99 \text{ Ом.}$$

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

Для ТН НАМИ–110 коэффициент трансформации:

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

Найдем рабочий максимальный ток, исходя из максимальной мощности линии, которая дана в задании:

$$I_{\text{МАКС.РАБ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{МАКС.В}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{170000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 892,27 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации ТТ — ТВ-110-I-1:

$$n_T = \frac{1000}{5}.$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{C.3.ВТОР1} = Z_{C.3.1} \frac{n_T}{n_H} = 22,99 \frac{1000 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 4,18 \text{ Ом.}$$

Оценим чувствительность первой ступени к повреждениям в конце линии через максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{\text{Д.МАКС}} = \frac{\Delta U_{\text{Д}}}{I_{\text{К.МИН}}^{(2)}},$$

где  $\Delta U_{\text{Д}}$  — падение напряжения на дуге;

$I_{\text{К.МИН}}^{(2)}$  — ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы.

Определим падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{\text{Д}} = 2,5 \cdot l = 2,5 \cdot 5 = 12,5 \text{ кВ,}$$

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107



где  $l = 5$  м — длина дуги, с учетом её раздувания за время действия РЗ. Так как первая ступень ДЗ — быстродействующая, длина дуги не превышает междупазного расстояния;

2,5 – переводной коэффициент, кВ/м.

$$r_{д.макс} = \frac{12,5}{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,011} = 7,18 \text{ Ом.}$$

Точка на комплексной плоскости сопротивлений при двухфазном КЗ через дугу в конце линии в минимальном режиме расположена внутри области срабатывания первой ступени. Чувствительность дистанционной защиты при данном виде повреждений обеспечена.

Четырехугольная характеристика ДЗ для I ступени представлена на рисунке 9.10.1.

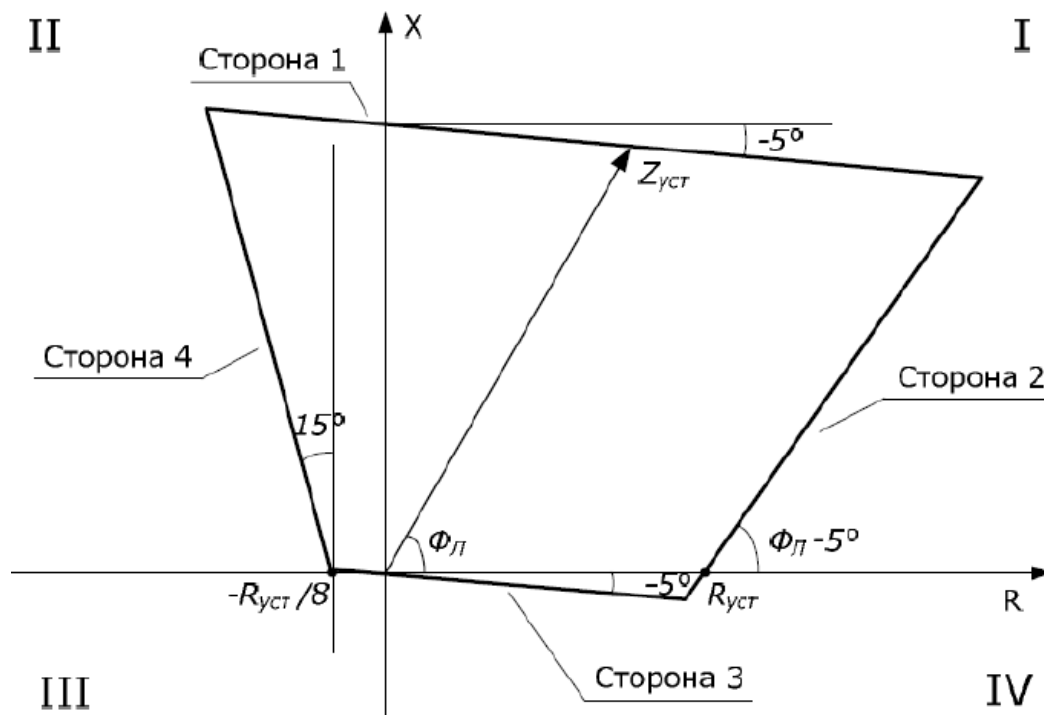


Рисунок 9.10.1 Четырехугольная характеристика ДЗ для I ступени

Вторая ступень ДЗ предназначена для:

- 1) резервирования первой ступени защиты;
- 2) защиты участка линии, оставшегося незащищённым первой ступенью ДЗ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

108

Как правило, это от 10 до 15% от длины линии. В зону, защищаемую второй ступенью ДЗ, входят шины на противоположном конце защищаемой линии.

По первому условию отстройка идет от КЗ на шинах НН подстанции.

$$\begin{aligned} Z_{C.3.12}^I &\leq 0,85 \cdot \left( 3,54 + j13,05 + \frac{0,87 + j22,02}{0,958} \right) = 3,78 + j30,63 \\ &= 30,86 \cdot e^{j82,9^\circ} \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Второе условие — расчетное выражение для согласования с первой ступенью защиты подстанции Б:

$$Z_{C.3.12}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( Z_1 + \frac{Z_2}{k_2} \right) + 0,78 \cdot Z_3.$$

Сопротивление участка W3 равно:

$$Z_3 = Z_1 = 3,54 + j13,05 = 13,52 \cdot e^{j74,8^\circ}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени:

$$\begin{aligned} Z_{C.3.12}^{II} &\leq 0,85 \cdot \left( 3,54 + j13,05 + \frac{3,54 + j13,05}{1} \right) + 0,78 \cdot (3,54 + j13,05) \\ &= 8,78 + j32,36 = 33,53 \cdot e^{j74,8^\circ}. \end{aligned}$$

По третьему условию отстройка идет от коротких замыканий на шинах низшего напряжения п/ст В:

$$Z_{C.3.13}^{II} \leq 0,85 \cdot \left( Z_1 + \frac{Z_2}{k_2} + \frac{Z_{\text{ТР.3}}}{k_{\text{ТР.3}}} \right),$$

где  $Z_{\text{ТР.3}}$  — сопротивление трансформатора 3, (примем, что  $Z_{\text{ТР.3}} = Z_{\text{ТР.1}}$ );

$k_{\text{ТР.3}}$  — коэффициент токораспределения для трансформатора 3.

$$k_{\text{Т.ТР}} = \frac{I_2}{I_{\text{ТР}}} = \frac{0,105}{0,643} = 0,163.$$

$$\begin{aligned} Z_{C.3.13}^{II} &\leq 0,85 \cdot \left( 3,54 + j13,05 + \frac{3,54 + j13,05}{1} + \frac{0,87 + j22,02}{0,163} \right) \\ &= 8,83 + j137,01 = 137,29 \cdot e^{j86,3^\circ}. \end{aligned}$$

Выберем минимальное сопротивление из трех условий:

$$Z_{C.3.1}^{II} = \min\{Z_{C.3.11}^{II}; Z_{C.3.12}^{II}; Z_{C.3.13}^{II}\} = \{30,86; 33,53; 137,29\} = 30,86 \text{ Ом.}$$

Вторичное значение сопротивление срабатывания 2 ступени ДЗ:

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

$$Z_{С.З.ВТОР2} = Z_{С.З.1}^{II} \frac{n_T}{n_H} = 30,86 \frac{1000 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 5,61 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени второй ступени ДЗ принимается на ступень больше  $\Delta t = 0,29$  с выдержки времени быстродействующей защиты противоположной подстанции и участка, с которым производится согласование.

$$t_{II} = 0,29 \text{ с.}$$

Четырехугольная характеристика ДЗ для II ступени представлена на рисунке 9.10.2.

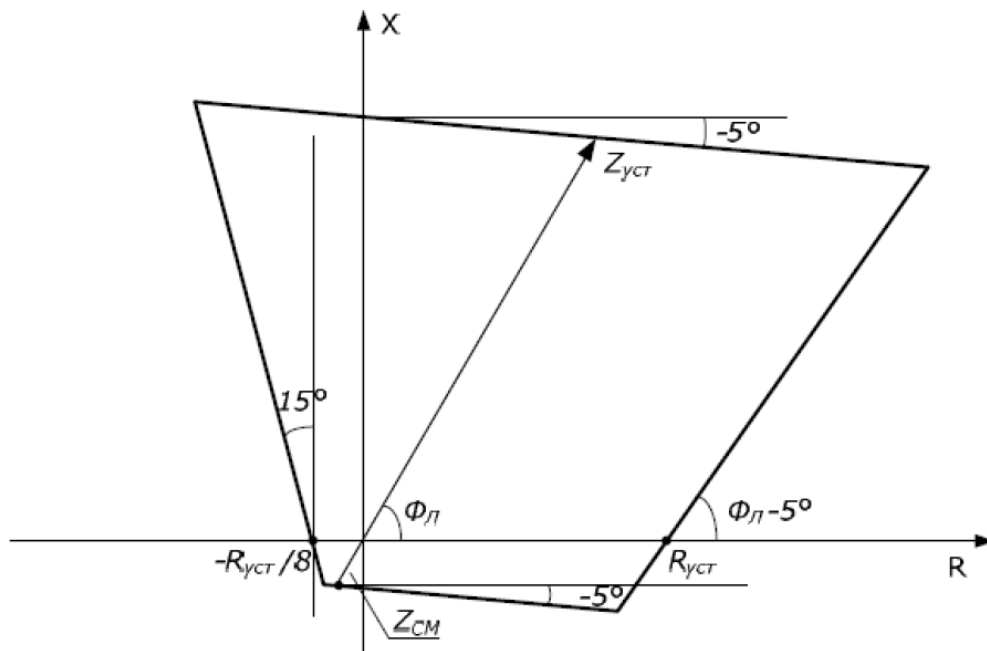


Рисунок 9.10.2 Четырехугольная характеристика ДЗ для II ступени

Третья ступень ДЗ предназначена для резервирования защит присоединений (ЛЭП, трансформаторов), отходящих от шин противоположной подстанции.

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{С.З.1}^3 = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi - \varphi_{РАБ})'}$$

где  $Z_{САМОЗАП}$  минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi$  – угол полного сопротивления линии;

$k_H = 1,2$  — коэффициент надежности;

$k_B = 1,03$  — коэффициент возврата реле.

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{САМОЗАП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}},$$

где  $U_{\text{МИН}}$  — минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД;

$k_{\text{САМОЗАП}}$  — коэффициент самозапуска;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$  — максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент самозапуска определим по следующей формуле:

$$k_{\text{САМОЗАП}} = \frac{(S_{\text{ТРАНЗИТ}} - S_{\text{Н.ПС}}) + S_{\text{Н.ПС}} \cdot k_{\text{СЗ.Н}}}{S_{\text{ТРАНЗИТ}}},$$

где  $k_{\text{СЗ.Н}} = 1,144$  — коэффициент самозапуска нагрузки секции (п. 9.1.5.1) [1];

$S_{\text{Н.ПС}}$  — мощность нагрузки секции.

$$k_{\text{САМОЗАП}} = \frac{(170 - 15,83) + 15,83 \cdot 1,144}{170} = 1,013.$$

Минимальное напряжения в месте установки:

$$U_{\text{МИН}} = 0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ.}$$

$$Z_{\text{САМОЗАП}} = \frac{88}{\sqrt{3} \cdot 1,013 \cdot 446,13} = 112,42 \text{ Ом.}$$

Так как  $\cos\varphi = 0,88$  по условию, то в нормальном режиме угол равен  $28,35^\circ$ .

Подставим числовые значения в формулу:

$$Z_{\text{С.З.1}}^3 = \frac{112,42}{1,2 \cdot 1,03 \cdot \cos(74,8 - 28,35)} = 139,93 \text{ А.}$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 3 ступени:

$$Z_{\text{С.З.ВТОРЗ}} = Z_{\text{С.З.3}} \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 139,93 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 7,63 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора цеха:

$$t_{\text{С.З.3}} = \Delta t + t_{\text{МТЗ.Т}},$$

где  $\Delta t$  — степень селективности между терминалами ВН трансформатора и линии, а так же степень селективности отходящей линии, которая дана в задании.

$$t_{с.з.з} = 1,77 + 0,29 = 2,06 \text{ с.}$$

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

## 10 ПРОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Произведем проверку на допустимую погрешность ТТ на стороне НН силового трансформатора.

Сопротивление нагрузки на ТТ для схемы «полная звезда»:

$$Z_{Н.ТТ} = Z_P + 2 \cdot Z_{\Pi} + Z_K,$$

где  $Z_P$  — сопротивление терминала (0,008 и 0,02 Ом для обмоток 10P(1) и 10P(2));

$Z_{\Pi}$  — сопротивление соединительного провода;

$Z_K = 0,05$  Ом — сопротивление переходных контактов [28].

Сопротивление МП терминала РЗА:

$$Z_P = \frac{S_{\text{ПОТ}}}{I_{\text{НОМ.ВТ}}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{ПОТ}} = 0,5$  ВА — потребляемая мощность терминала от ТТ [17].

Сопротивление соединительного провода:

$$Z_{\Pi} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

где  $\rho = 0,0175$  Ом · мм<sup>2</sup>/м — удельное сопротивление медножильного проводника;

$q = 2,5$  мм<sup>2</sup> — сечение жилы проводника по условию механической прочности;

$l$  — длина соединительного проводника (6 и 100 м для УРЗА, установленного в отсек РЗА ячейки КРУ (обмотка 10P(1)) и установленного в шкаф в ОПУ (обмотка 10P(2)) соответственно) [28].

$$Z_{\Pi.10P(1)} = \frac{0,0175}{2,5} \cdot 6 = 0,042 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Pi.10P(2)} = \frac{0,0175}{2,5} \cdot 100 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки:

$$Z_{Н.ТТ.10P(1)} = 0,008 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,142 \text{ Ом};$$

$$Z_{Н.ТТ.10P(2)} = 0,02 + 2 \cdot 0,4 + 0,05 = 1,47 \text{ Ом}.$$

Допустимая кратность:

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

$$k_{10.ДОП} = k_{10.НОМ} \cdot \frac{Z_{10.НОМ}}{Z_{Н.ТТ}},$$

где  $k_{10.НОМ} = 10$  — номинальная предельная кратность обмотки ТТ [29];

$Z_{10.НОМ} = 20$  Ом — номинальная вторичная нагрузка [29].

$$k_{10.ДОП} = 10 \cdot \frac{20}{1,47} = 5,44.$$

Расчетная кратность:

$$k_{РАСЧ} = \frac{9368}{4000} = 2,34.$$

$k_{РАСЧ} < k_{10.ДОП}$ , значит, ТТ будет работать в заявленном классе точности.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

## 11 МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ЦИФРОВОЙ ПРИБОР ФИРМЫ SATEC

Тенденция перехода на цифровые технологии в системах сбора и обработки информации, управления и автоматизации подстанций наметилась более 15 лет назад и в настоящее время охватывает все больше предприятий. Практически все ведущие фирмы электроэнергетической отрасли активно работают в этом направлении. В последние годы в России классические стрелочные электроизмерительные приборы стали заменяться цифровыми приборами, которые могут измерять до десятков электрических параметров и передавать их по цифровой линии связи со стандартными протоколами на различные серверы, контроллеры и диспетчерские пункты.

Быстрое развитие микропроцессорной техники дало конструкторам возможность объединить функции измерения и контроля состояния оборудования в едином приборе. В результате даже простой цифровой прибор может быть наделен функциями ввода/вывода дискретных сигналов для сбора всей информации с электрической ячейки.

Рынок многофункциональных электроизмерительных приборов и преобразователей в России представлен изделиями отечественных [ОАО «Электроприбор» (г. Чебоксары), ЗАО «Инженерный Центр «Энергосервис» (г. Архангельск), ООО «ЗИП-Научприбор», ООО «ЗИП «Юримов» (г. Краснодар), ОАО «Приборостроительный завод «Вибратор» и др.] и зарубежных производителей [МНПП «Электроприбор» и «Энерго-Союз» (Беларусь, г. Витебск), Satec (Израиль), Lumel (Польша), Janitza (Германия) и др.]. В данной статье предпринята попытка обозначить основные преимущества применения цифровых многофункциональных приборов и преобразователей на энергообъектах.

Более подробно рассмотрим прибор для измерения показателей качества и учета электрической энергии PM130 PLUS, PM135 фирмы Satec.

Производитель гарантирует качественное функционирование прибора в течение 48 месяцев с даты изготовления.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115



## 11.1 Общая информация

Прибор PM130 PLUS, PM135 является компактным трехфазным измерителем, специально разработанным для удовлетворения потребностей широкого спектра пользователей от разработчиков электрических панелей до операторов подстанций.

Прибор обеспечивает трехфазные измерения параметров электроэнергии, включая показатели качества; мониторинг внешних событий посредством дискретных входов; взаимодействие с внешним оборудованием через контакты реле.

Во входных токовых цепях приборов PM130 PLUS/PM135 установлены высокоточные трансформаторы тока. Математическую обработку сигналов обеспечивает контроллер с оперативной памятью RAM и внутренней энергонезависимой памятью EEPROM [30].

### Возможности.

1. Три входа напряжения и три изолированные гальванически входа тока. Используются для прямого подключения, либо через трансформаторы тока и напряжения.
2. Три входа напряжения и три внешних высокоточных выносных трансформаторов тока HACS. Используются для прямого подключения от 100 до 3000А.
3. Многофункциональный трехфазный измеритель токов, напряжений, активной, реактивной и полной мощностей,  $\cos\phi$ , частоты, несимметрии токов и напряжений, тока нейтрали.
4. Анализатор гармоник: коэффициент искажения синусоидальности (КИС) по токам и напряжениям, индивидуальные гармоники до 40-й. Спектр гармоник и углы (для PM130EH, PM135EH).
5. Трехфазный счетчик электрической энергии по 4 квадрантам, класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 (МЭК 62053-22:2003). Учет активной, реактивной и полной энергии, суммарной и по фазам.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

6. Многотарифная система учета электроэнергии: 4 регистра x 4 тарифа, 4 сезона x 4 типа дня. 8 времен начала нового тарифа в течении суток. Настраиваемое расписание.
7. 16 программируемых уставок, время срабатывания уставки 20 мс.
8. Специальные версии для частоты 25/50/60/400 Гц.
9. Встроенные часы и календарь, метка времени (сохранение времени в течение 30 сек, при отсутствии питания прибора). При установке дополнительного модуля сохранение питания часов при перерывах в питании до 5 лет.
10. Возможность обновления программы прибора через порты связи.

### 11.2 Подключение преобразователя типа Satec

Перед монтажом необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик требуемой модификации, соответствует реальным условиям и режимам работы, т. е. номинальным (максимальным) значениям параметров подключаемой (измеряемой) сети [30]. Типовое подключение преобразователя представлено на рисунке 11.2.

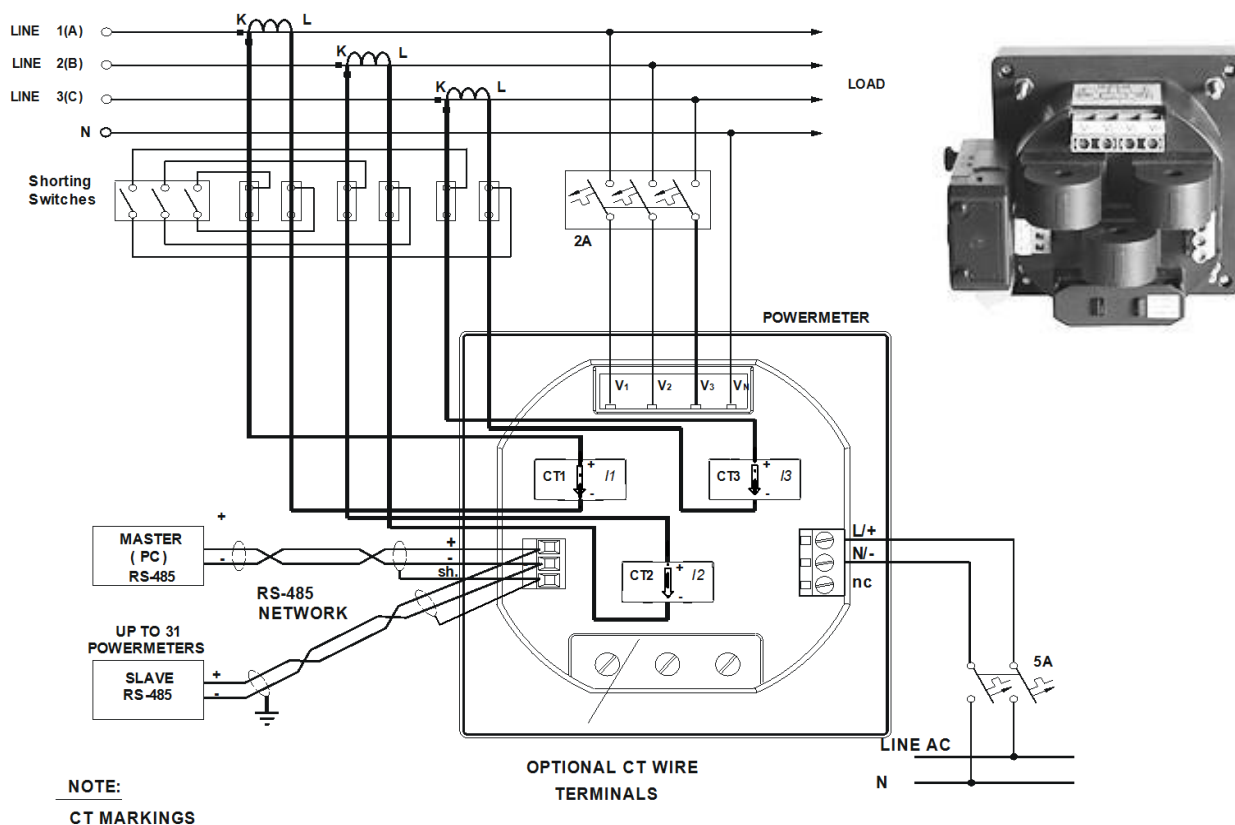


Рисунок 11.2 Типовое подключение преобразователя

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

117

### 11.2.1 Подключение питания

Питание может быть подано от отдельного источника питания или от измеряемого напряжения в соответствии с напряжениями питания прибора.

Подключите питание переменного тока к: фаза к клемме L/+, нейтраль к клемме N/-. Подключение питания постоянного тока: плюс к клемме L/+, нейтраль к клемме N/- [30].

### 11.2.2 Заземление

Вывод заземления подключается к заземлению на распределительном устройстве при помощи провода сечением более 2 мм<sup>2</sup>/14 AWG.

### 11.2.3 Токовые входы

PM130 PLUS, PM135 не имеет токовых клемм.

В случае, когда каждый внешний трансформатор тока имеет два конца провода, один провод пропускается через трансформатор тока прибора и присоединяем к выводу прибора винтом, второй провод присоединяется к выводу внешнего токового терминала прибора винтом, закрывая петлю. Один провод проходит через петлю, соблюдая направление тока, указанное стрелкой (рисунок 11.2.3).

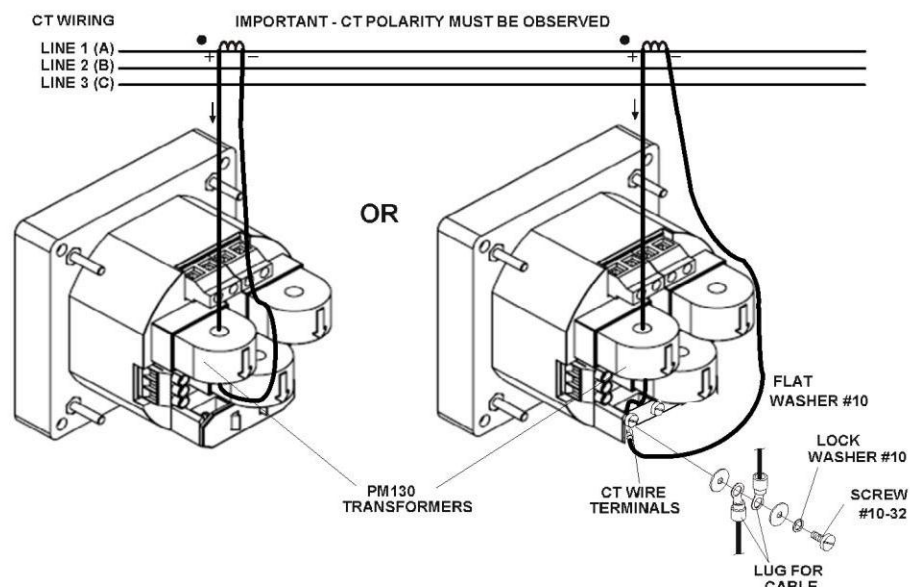


Рисунок 11.2.3 Присоединение токовых входов

Схема присоединения преобразователя зависит от вида конфигурации монтажа п. 2.2.3 [30].

### 11.3 Работа с прибором

Прилагаемая программа PAS может быть использована для задания установок PM130 PLUS через порты связи, для получения данных реального времени (мониторинга), а также для обновления версии программного обеспечения прибора.

### 11.4 Основные технические характеристики PM130 PLUS, PM135

Условия окружающей среды:

- Рабочая температура: -40°C до 70°C;
- Температура хранения: -40°C до 85°C;
- Влажность: 0 до 95% без конденсата.

Источник питания:

- Универсальный источник питания ACDC (стандарт):  
85-264В переменного напряжения 50/60 Гц, 88-290В постоянного напряжения, потребление источника питания до 5 Вт;
- Опция 12VDC 9.5-18В постоянного напряжения;
- Опция 24VDC, 48VDC 18.5-72В постоянного напряжения Сечение провода: до 12 AWG (3.5мм<sup>2</sup>).

Входы напряжения:

- Номинальное напряжение 400В: Рабочий диапазон: 69 – 828В Номинальное напряжение 120В: Рабочий диапазон: 12 – 144В Потребление для 400В: <0.4 ВА;
- Потребление для 120В: <0.04 ВА;

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

- Устойчивость к перегрузке: 1000В длительно, 2000В в течение 1 сек.  
Гальваническая изоляция: 2500В переменного напряжения (50 Гц), в течение 1 мин. Импульсное перенапряжение: 6 кВ;
- Сечение провода: до 12 AWG (3.5мм<sup>2</sup>).

Входы тока:

- Сечение провода: до 12 AWG (3.5мм<sup>2</sup>);
- Гальваническая изоляция: 2500В переменного напряжения (50 Гц), в течение 1 мин. Импульсное перенапряжение: 6 кВ.
- Номинальный ток 1 А  
Рабочий диапазон: 0.01 – 2А RMS Потребление: <0.02 ВА;  
Устойчивость к перегрузке: 6А RMS длительно, 80А RMS в течение 1 сек.
- Номинальный ток 5 А  
Рабочий диапазон: 0.05 – 10А RMS Потребление: <0.1 ВА;  
Устойчивость к перегрузке: 15А RMS длительно, 300А RMS в течение 1 сек.

Часы прибора:

- Встроенные часы (стандарт):  
Сохранение питания часов при перерывах в питании до: 30 секунд.
- Дополнительный модуль часы-батарея (опция):  
Часы с резервным питанием от батареи Точность: 15 секунд в месяц;  
Сохранение питания часов при перерывах в питании до: 5 лет.

### 11.5 Основные метрологические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 11.5.

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

Таблица 11.5 Основные метрологические характеристики

Величины	Предельные значения	Номинальные значения	Пределы допускаемой основной относительной погрешности
Линейное напряжение, В	3×828 или 3×144	3×400 или 3×120	±0,2%
Ток, А	для $I_n = 5A$ 1-200% для $I_n = 1A$ 5- 200%	1 или 5	±0,2%
Ток нейтрали	5-200 % номинала	НОМ.ТОК входного трансф.	±0,5%
Частота, Гц	45-65	50, 60 25, 400	0,02% 0,04%
Коэффициент мощности при токе более 2% номинала	от -1 до +1		0,2 % для диапазонов от 0,5 до 1,0 и от -1 до -0,5
Активная мощность, ток 2-200% номинала, $\cos \varphi \geq 0,5$ ; потребление/генерация	±10,000,000 кВт	-	± 0,5%
Реактивная мощность, ток 2-200% номинала, $\cos \varphi \leq 0,9$ ; потребление/генерация	±10,000,000 кВАр	-	± 0,5%
Полная мощность, ток 2-200% номинала, $\cos \varphi \geq 0,5$	0-10,000,000 кВА	-	± 0,5%
Активная энергия, (ток 2-200 % номинала), $\cos \varphi \geq 0,5$ ; потребление/генерация	класс точности 0,5S согласно ГОСТ 31819.22-2012 (МЭК 62053-22:2003)		± 0,5%
Полная энергия, (ток 2-200 % номинала), $\cos \varphi \geq 0,5$			± 0,5%
Реактивная энергия, (ток 2-200 % номинала), $\cos \varphi \leq 0,9$ ; потребление/генерация	ГОСТ 31819.23-2012		± 0,5%
Коэф. искажения синусоидальности тока и	0-999.9 %	-	± 1,5%

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР

Лист

121

напряжения относительно основной гармоники, ток и напряжение $\geq 10\%$ номинала			
Коэф. искажения синусоидальности тока относительно номинального тока, при токе $\geq 10\%$ номинала	0-100 %	-	$\pm 2\%$

Погрешности измерений для напряжения, тока, мощности и энергии даны для температурного интервала (+20 – +26) °С. За пределами этого интервала дополнительная погрешность измерения тока и напряжения составляет 0,005% /К, мощности и энергии - 0,01% /К.

Преобразователи данного типа используются на подстанциях филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго».

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

В ВКР для проектируемой подстанции 110/10 кВ «Солнечная» было выбрано:

- схемы для сторон ВН и НН: «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», «Одна секционированная выключателем система шин» соответственно.
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН – компенсированная нейтраль, НН – изолированная нейтраль.
- сечение кабельной линии: АПвБП×185/25-10.
- ДГР и НОТ: РЗДПОМА-500/10 У1 со встроенным ТТ - ТВ-35-100/5.
- ТСН: ТМГ-630/10-У1.
- предохранители: ПКТ-101-3,2-12,5.
- силовые трансформаторы: ТРДН-63000/110-У1.
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ-1000/10-У1.
- ВЛ: АС 150/24.
- выключатели: ВЭБ УЭТМ-110.
- разъединители: РПД-УЭТМ-110.
- КРУ: СЭЩ-59 с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-10.
- виды РЗА для объектов на сторонах ВН и НН.
- типоразмеры УРЗА на сторонах ВН и НН.

Для УРЗА были рассчитаны их параметры,

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.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123



## 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](http://www.elektrozavod.ru/production/2_4) Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110/750 кВ. – [http://www.fsk-ees.ru/about/certification\\_of\\_equipment/](http://www.fsk-ees.ru/about/certification_of_equipment/).
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
9. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 82 с.
10. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500, 750 кВ. Технические условия – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 224 с.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

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. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
14. ЗАО «УЭТМ». Высоковольтная аппаратура. Каталог продукции. – <http://www.uetm.ru/products/146/>.
15. Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам (распределительным, силовым) классов напряжения 110/750 кВ. – [http://www.fsk-ees.ru/about/certification\\_of\\_equipment/](http://www.fsk-ees.ru/about/certification_of_equipment/).
16. Центр электронных торгов. Запросы цен. – [https://www.b2bcenter.ru/market/list.html?type=4&extended\\_type=1](https://www.b2bcenter.ru/market/list.html?type=4&extended_type=1).
17. ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод». Каталог БЭМП РУ. – <http://rza.cheaz.ru/index.php/6-35kv/bemp-ru>.
18. ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод». Каталог ШМ и ПМ. – <http://rza.cheaz.ru/index.php/110-220kv/shkafy-shm>.
19. ЗАО «ЧЭАЗ». Методические указания к расчёту и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП РУ. – <http://rza.cheaz.ru/index.php/6-35kv/bemp-ru>.
20. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ-Самара». ТОЛ-СЭЩ-10. Руководство по эксплуатации. – <https://electroshield.ru/catalog/transformatoryizmeritelnie/tol-seshch-10-20-35>.
21. АО «Электронмаш». Низковольтное комплектное устройство «АССОЛЬ». Техническое описание. – <http://www.electronmash.ru/product/nku>.
22. Каталог ЕМАХ2. Низковольтные воздушные автоматические выключатели. – <http://www.abb.ru/product/seitp329/>

					П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

/a795c7ba6a93b192c1257ca60043f897.aspx?productLanguage=ru&country=RU.

23. ГОСТ 2213-79. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003, – 35 с
24. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции реакторов. – [http://www.elektrozavod.ru/production/8\\_1](http://www.elektrozavod.ru/production/8_1).
25. ЗАО «ЧЭАЗ». Методические указания для расчёта и выбора уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора. – <http://rza.cheaz.ru/index.php/110-220kv/bemp-12/bemp-dzt>.
26. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. — М.: «Энергия», 1966, — 172 с.
27. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции. [http://www.elektrozavod.ru/production/1\\_5](http://www.elektrozavod.ru/production/1_5)
28. 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.
29. ОАО «СЗТТ». Встроенные трансформаторы тока. Краткий каталог. – <http://www.cztt.ru/tv.html>.
30. ПЛЦ. «Satec». Прибор для измерения показателей качества и учета электрической энергии PM130 PLUS, PM135. Руководство по эксплуатации. – 77 с.

					<i>П-4 72.13.03.02.2017.413 ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126