

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой
подстанции 110/10 кВ «Македонская»

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2017. 413. 00 ВКР**

Руководитель, доцент, к.т.н

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 472
_____/ А.А.Яковлева /
« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н

_____/ К.Е.Горшков /
« ____ » _____ 20 ____ г.

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

АННОТАЦИЯ

Яковлева А.А., Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 110/10 кВ «Македонская». – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2017, 118 с., 20 ил., 55 табл., библиогр. список – 29 наим., 5 листов чертежей ф. А3.

В данной 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 типоисполнения терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы разработчика. На основании составленной схемы замещения сети были определены ТКЗ, произведен расчет параметров устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции.

					<i>13.03.02.2017.413. ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Яковлева А.А.</i>			<i>Разработка релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции 110/10 кВ «Македонская»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						117
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ кафедра ЭССИСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Кирпичникова ИМ</i>						

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1. Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции	12
1.1 Главная схема.....	12
1.2 Режим заземления нейтралей трансформаторов.....	15
1.3 Выбор сечения КЛ.....	15
2. Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции и РУ	19
2.1 Выбор вида оперативного тока	19
2.2 Выбор источников оперативного тока	19
2.3 Определение мощности ТСН	19
2.4 Выбор предохранителей на ТСН	21
3. Расчет токов короткого замыкания.....	23
3.1 Выбор силовых трансформаторов	23
3.2 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы..	24
3.3 Расчет токов короткого замыкания	24
3.3.1 Ручной расчет ТКЗ	24
3.3.2 Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо	27
3.3.3 Расчет ТКЗ в программе ТоКо	28
4. Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ	31
4.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	31
4.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС....	34
4.2.1 Выбор и проверка вводного выключателя.....	35
4.2.2 Выбор и проверка секционного выключателя	36
4.2.3 Выбор и проверка выключателя к отходящему присоединению трансформатора 10/0,4 кВ	38
4.2.4 Выбор и проверка выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10 кВ	39

4.2.5	Выбор и проверка выключателя КЛ к РУ (цеха)	40
4.2.6	Выбор и проверка рабочего (резервного) выключателя РУ (цеха)...	42
4.3	Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ	43
5.	Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий на существующей подстанции	44
5.1	Выбор элементной базы РЗА.....	44
5.2	Выбор фирмы-производителя устройств РЗА.....	47
5.3	Выбор видов РЗА.....	48
5.3.1	Кабельная линия 10 кВ	48
5.3.2	Электродвигатель 10 кВ.....	50
5.3.3	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	51
5.3.4	Вводной выключатель 10 кВ	53
5.3.5	Секционный выключатель 10 кВ	53
5.3.6	Шины 10 кВ.....	53
5.3.7	Трансформатор 110/10 кВ.....	54
5.3.8	ВЛ 110 кВ	57
6.	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий на существующей подстанции по каталогам	59
6.1	Кабельная линия 10 кВ	59
6.2	Электродвигатель 10 кВ	59
6.3	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	59
6.4	Вводной выключатель 10 кВ	60
6.5	Секционный выключатель 10 кВ	60
6.6	Выбор исполнения ЗДЗ.....	60
6.7	Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН.....	61
6.8	Трансформатор 110/10 кВ.....	61
7.	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий на существующей подстанции.....	63
7.1	Электродвигатель 10 кВ.....	63

7.1.1	Токовая отсечка ЭД.....	63
7.1.2	Защита от перегрузок.....	64
7.1.3	Защита от затянутого пуска.....	66
7.1.4	Защита от блокировки ротора.....	67
7.1.5	Защита минимального напряжения.....	67
7.1.6	УРОВ.....	68
7.2	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	69
7.2.1	Токовая отсечка.....	70
7.2.2	Максимальная токовая защита.....	71
7.2.3	Защита от перегрузки.....	74
7.2.4	Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.....	75
7.2.5	УРОВ.....	75
7.3	КЛ 10 кВ.....	76
7.3.1	Токовая отсечка.....	77
7.3.2	Токовая отсечка с выдержкой времени.....	78
7.3.3	МТЗ.....	80
7.3.4	Защита от ОЗЗ.....	83
7.3.5	УРОВ.....	84
7.4	СВ 10 кВ.....	85
7.4.1	МТЗ.....	85
7.4.2	Логическая защита шин.....	87
7.4.3	АВР.....	88
7.4.4	УРОВ.....	88
7.5	ВВ 10 кВ.....	89
7.5.1	1 степень МТЗ с независимой выдержкой времени.....	89
7.5.2	2 степень МТЗ с независимой выдержкой времени.....	90
7.5.3	ЛЗШ.....	91
7.5.4	УРОВ.....	92
7.6	ТН 10 кВ.....	92
7.6.1	Пуск по напряжению МТЗ.....	92

7.6.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю	93
7.6.3 ЗМН	94
7.7 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ	95
7.7.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения	95
7.7.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки	98
7.7.3 Проверка чувствительности	98
7.7.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки	99
7.7.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению	99
7.7.6 Расчет защиты от перегрузки	100
7.7.7 УРОВ	100
8. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой ПС	102
9. Расчет и выбор аккумуляторной батареи на объектах энергетики	104
Заключение	110
Библиографический список	111
Приложения	114
Приложение А	114
Приложение Б	115
Приложение В	116
Приложение Г	117
Приложение Д	118

ВВЕДЕНИЕ

Цель выпускной квалификационной работы – разработка двухтрансформаторной подстанции. Работа состоит из трех этапов.

Первый этап заключается в анализе полноты и достоверности исходных данных и включает в себя выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции; выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции и РУ; расчет токов короткого замыкания; выбор и проверку силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ.

Второй этап включает в себя выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий (W1 и W2) на существующей подстанции, а также выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий (W1 и W2) на существующей подстанции по каталогам.

Третий этап заключается в расчете уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячеек питающих линий (W1 и W2) на существующей подстанции.

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

1.1 Главная схема

От выбора схемы РУ зависит выбор видов и типоразмеров устройств релейной защиты и автоматики. В данной работе схемы РУ ПС выбираются по НТД ФСК ЕЭС:

- Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (ПЕТП);

- Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ (РП схем РУ ПС);

- Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (Схемы РУ ПС).

Выбору подлежат схемы РУ:

- на стороне ВН и НН ПС;

- РУ (цеха), которые питают КЛ от шин НН ПС.

Согласно варианту, тип присоединения ПС к сети – тупиковая ПС, питаемая по двум радиальным ВЛ (рисунок 1).

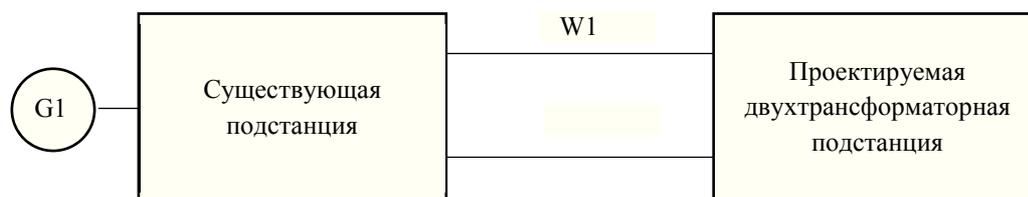


Рисунок 1 – Схема подключения проектируемой подстанции

По НТД схемы ПС должны обеспечить:

- надежность;

- удобство эксплуатации, снижающее вероятность ошибок персонала;

- техническую гибкость, заключающуюся в быстрой адаптации к изменяющимся режимам работы;

- компактность;

- обоснованную экономичность;

- экологическую чистоту;

- унифицированность (применение типовых схем).

Т.к. по «ПЕТП» схемы ПС должны быть типовыми, то для тупиковой подстанции на стороне ВН выбираем схему 4Н – два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, т.к. она рекомендована к применению на тупиковых ПС (рисунок 2) [1].

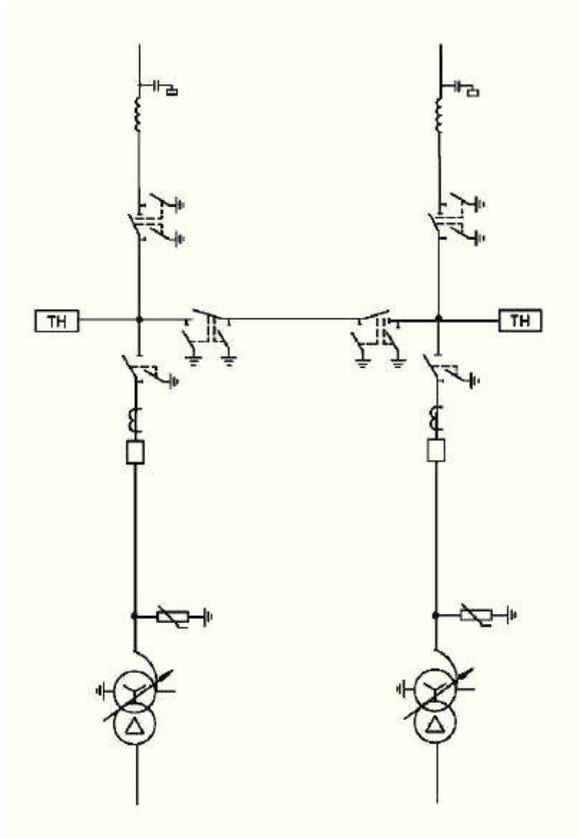


Рисунок 2 – Схема 4Н – два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий подключения проектируемой подстанции

Наиболее предпочтительны ТТ выстроенные в оборудование (выключатели), с 4 вторичными обмотками: счетчик, измерения, основная и резервные защиты трансформатора. ТТ так же необходимы в нейтралях трансформаторов для подключения токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП). ТН антиферрорезонансный с 3 вторичными обмотками (одна из которых для счетчиков). В нейтралях трансформаторов 110 кВ устанавливают ОПН.

На тупиковой двухтрансформаторной ПС со стороны НН применяется схема 10-1 одна секционированная выключателем система шин (рисунок 3) [1].

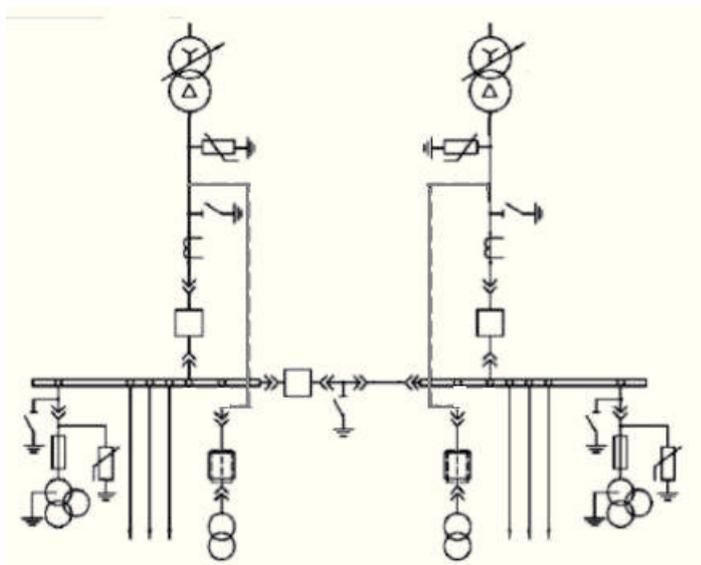


Рисунок 3 – Схема одна секционированная выключателем система шин

На ПС с постоянным оперативным током ТСН присоединяются к шинам НН через предохранители (или выключатели).

Схема РУ цеха питаемого от секции шин НН ПС задана: одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным выводами. Это приемлемо, т.к. электроснабжение цехов промышленных предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса.

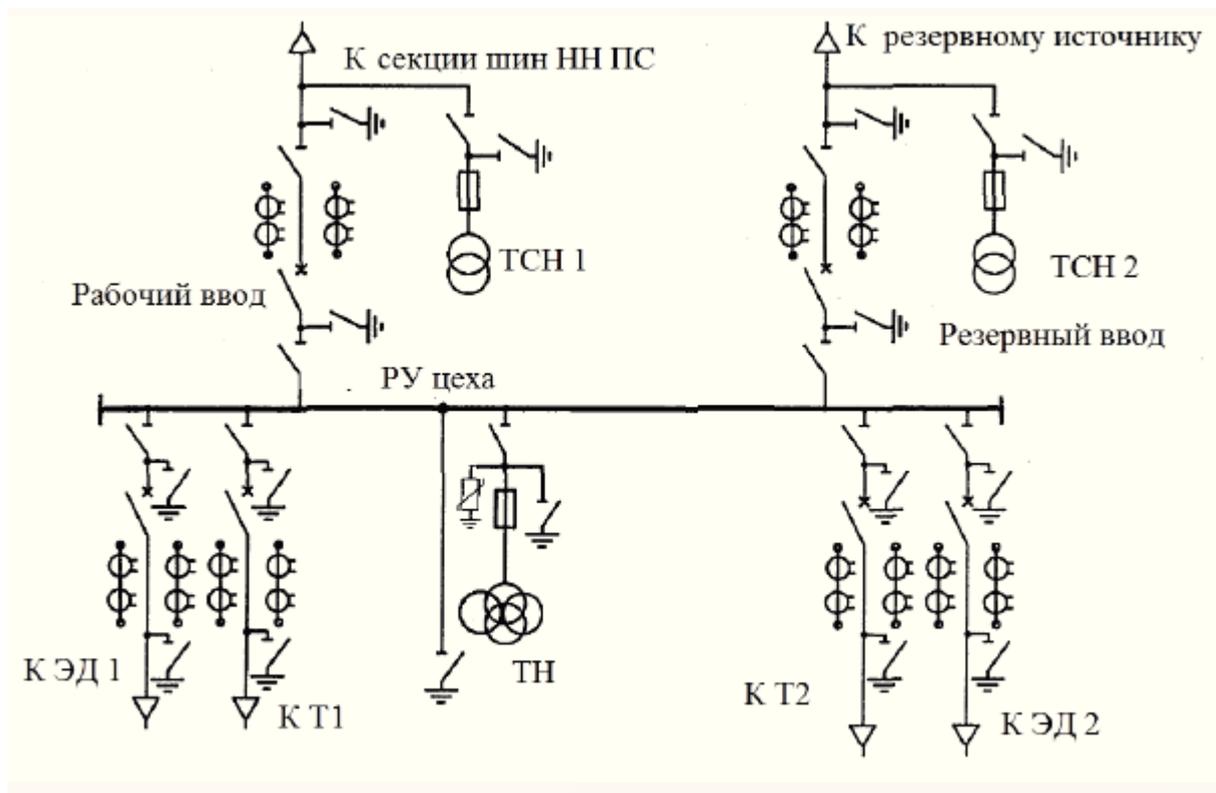


Рисунок 4 – Схема одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным выводами

1.2 Режим заземления нейтралей трансформаторов

Для ограничения токов однофазных КЗ работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так с эффективно заземленной нейтралью [2].

Сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или компенсированной нейтралью [3].

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю используются ДГР. Их необходимо устанавливать при превышении следующих значений:

Таблица 1 – Условия для применения ДГР

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

Таким образом, для сети 110 кВ выбираем тип нейтрали эффективно заземленная, для сети 10 кВ – изолированная или компенсированная (будет определено в дальнейших расчетах), для сети 0,4 кВ – глухозаземленная.

1.3 Выбор сечения КЛ

Для выбора режима нейтрали сети 10 кВ необходимо определить значение суммарного емкостного тока замыкания на землю. Т.к. генерация емкостного тока

ВЛ, шинами трансформаторами и ЭД пренебрежимо мала, то в общем случае значение емкостного тока определяется сечением КЛ сети и их протяженностью.

Сечение КЛ 10 кВ выбирается [2]:

- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{K_{\text{п}} \square K_{\text{с.н.}} \square K_{\text{ср}}}, \quad (1)$$

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 из сшитого полиэтилена равен 1,1 [2];

$K_{\text{с.н.}}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке КЛ (определяется по таблице 1.3.26 [2]);

$K_{\text{ср}}$ - коэффициент, учитывающий температуру среды (в учебных расчетах примем равным 1).

- по экономической плотности тока

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{J_{\text{э}}}, \quad (2)$$

где $q_{\text{э}}$ - экономически целесообразное сечение, мм² ;

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

$J_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, А/мм² (определяется по таблице 1.3.36 [2]).

- по термической стойкости при КЗ.

Согласно варианту, нагрузкой цеха являются 8 трансформаторов 10,5/0,4 кВ мощностью 1,6 МВА, а также 4 асинхронных двигателя мощностью 0,63 МВт каждый, $\cos \varphi_{\text{д}} = 0,88$, $\eta = 0,957$.

Тогда полная мощность нагрузки составит:

$$S_{\text{н}} = (N_{\text{т}} \square S_{\text{т}}) + \frac{N_{\text{д}} \square P_{\text{д}}}{\cos \varphi_{\text{д}} \square \eta}, \quad (3)$$

$$S_{\text{н}} = (8 \square 1,6) + \frac{4 \square 0,63}{0,88 \square 0,957} = 15,792 \text{ МВА.}$$

Отсюда, длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \square U_{\text{ном}}}, \quad (4)$$

$$I_{\text{н}} = \frac{15792}{\sqrt{3} \square 10} = 911,8 \text{ А.}$$

Тогда, максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит $I_{H.МАКС} = I_H = 911,8 \text{ А}$. По каталогу для максимального сечения (240 мм^2) трехжильного кабеля допустимый ток составляет 392 А . Следовательно, необходимо выбрать количество цепей, причем с учетом того, что при отключении одной, оставшиеся должны выдержать максимальный ток нагрузки. Примем $N_{Ц} = 4$, тогда $N_{Ц} - 1 = 3$.

По таблице 1.3.26 [2] определяем $K_{С.Н.} = 0,9$ (для трех КЛ положенных рядом на расстоянии 300 мм), тогда по формуле (1) с учетом количества цепей:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{(N_{Ц} - 1) \square K_{П} \square K_{С.Н.} \square K_{СР}} = \frac{911,8}{3 \square 1 \square 0,9 \square 1} = 307 \text{ А}.$$

Выбираем кабель АПВБП $3 \times 185/25-10$ с допустимым током 338 А .

Проверим выбранный кабель по экономической плотности тока по формуле (2):

$$q_{Э} = \frac{911,8}{4 \square 1,7} = 134 \text{ мм}^2.$$

Т.к. сечение ранее выбранного провода больше, чем необходимо по критерию экономической плотности тока, то окончательно выбираем КЛ к РУ АПВБП $4 \times 185/25-10$.

Для выбранного кабеля на стадии проектирования можно ориентировочно определить $I_{СЭ}$ по удельным значениям емкостных токов в амперах на километр в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети по формуле:

$$I_{СЭ} = N_{КЛ} \square N_{Ц} \square L_{КЛ} \square k_{КЛ}, \quad (5)$$

где $N_{КЛ}$ - количество электрически связанных КЛ отходящих от шин НН проектируемой ПС;

$N_{Ц}$ - количество цепей в КЛ;

$L_{КЛ}$ - длина КЛ, км;

$k_{КЛ}$ - удельное значение емкостного тока, А/км.

Для заданной схемы электрически связаны могут быть только 3 КЛ из имеющихся 6. По каталогу фирмы производителя емкость 1 км кабеля данного типа составляет $0,42 \text{ мкФ}$. Тогда $k_{КЛ}$ рассчитывается по формуле:

$$k_{КЛ} = 3 \square \omega \square C_{ОФ} \square U_{Ф} \square 10^{-6}, \quad (6)$$

где ω - угловая частота напряжения, с;

$C_{ОФ}$ - емкость 1 км кабеля, мкФ;

$U_{Ф}$ - фазное напряжение, В.

По формуле (6) определим удельное значение емкостного тока:

$$k_{кл} = 3 \cdot 314 \cdot 0,42 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 2,284 \text{ А/км.}$$

Тогда суммарный емкостной ток по формуле (5):

$$I_{сз} = 3 \cdot 4 \cdot 1,5 \cdot 2,284 = 41,116 \text{ А.}$$

Т.к. полученное значение больше допустимого, то для такой сети необходима компенсация. Для этого выбираем РЗДПОМА - 500/10 У1 – реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с автоматическим управлением. Фирма изготовитель рекомендует отключать ДГР к сети через фильтры, заземляющие собственного производства. Для данного случая выберем ФЗМ-500/10У1, с обмоткой, выполненной по схеме «зигзаг».

Подключение ДГР к сети через ФЗ предпочтительнее, т.к. в отличие от трансформатора не имеет вторичной обмотки, следовательно, дешевле.

2. ВЫБОР ВИДА И ИСТОЧНИКА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ

2.1 Выбор вида оперативного тока

На ПС 110 кВ и выше питание УРЗА, устройств управления коммутационным оборудованием должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. На проектируемой подстанции необходимо применять одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства. На ТП 6-20 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ), в качестве источников для питания цепей защиты и управления должны использоваться ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

2.2 Выбор источников оперативного тока

На ПС 110 кВ необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН), причем мощность каждого не более 630 кВА. На ПС с СОПТ ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ (НН) 6-35 кВ, а на ПС с ПОТ – через предохранители на участке между вводами и их выключателями.

2.3 Определение мощности ТСН

В рамках данной работы мощность ТСН определяется по ориентировочным данным:

Таблица 2 – Данные для определения потребления оборудования СН

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

Полная мощность нагрузки СН определяется по формуле:

$$S_{CH} = k_C \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (7)$$

где k_C - коэффициент спроса (примем 0,8);

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

$$S_{CH} = 0,8 \cdot \frac{429}{0,9} = 381,33 \text{ кВА.}$$

Исходя из условия (8) выбираем ТСН фирмы «ПК ХК Электрозавод» ТМГ 630/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 630 кВА.

Также необходимо выбрать ТСН РУ (цеха) 10 кВ с нагрузкой 8 трансформаторов и 4 электродвигателя 10 кВ.

Для этого определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ:

Таблица 5 – Количество ячеек КРУ цеха 10кВ

Назначение	Количество, шт.
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	12
Итого	17

Определим суммарную активную нагрузку:

Таблица 6 – Суммарная нагрузка СН цеха

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	17	17
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			27

По формуле (7) определим полную мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = 0,8 \cdot \frac{27}{0,9} = 24 \text{ кВА.}$$

Исходя из условия (8) выбираем ТСН фирмы «ПК ХК Электрозавод» ТМГ 25/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ и номинальной мощностью 25 кВА.

2.4 Выбор предохранителей на ТСН

ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители (или выключатели), а к РП или РУ цеха через предохранители. [3]

Для ТСН ТМГ 630/10-У1 с сайта фирмы ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-103-10-80-20 с номинальным током предохранителя 80 А, и током отключения 20А.

Для ТСН ТМГ 25/10-У1 с выберем предохранитель с использованием общей методики [5].

Номинальный ток ТСН на стороне, где будет установлен предохранитель:

$$I_{НОМ.ТСН.10} = \frac{S_{НОМ.ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ТСН.ВН}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А}, \quad (9)$$

Предохранитель выбирается из условия:

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

По таблице «Технические характеристики» каталога фирмы-изготовителя выбираем предохранитель, у которого номинальный ток ближайший больший – ПКТ-101-3,2-12,5.

3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Выбор силовых трансформаторов

К шинам НН проектируемой подстанции подсоединены 6 КЛ к РУ (цехам). Ранее было определено, что полная мощность нагрузки цеха составляет:

$$S_{Н.ЦХ} = (8 \cdot 16) + \frac{4 \cdot 0,63}{0,88 \cdot 0,957} = 15,792 \text{ МВА.}$$

Тогда суммарная нагрузка ПС составит:

$$S_{ПС} = N_{ЦХ} \cdot S_{Н.ЦХ} = 6 \cdot 15,792 = 94,754 \text{ МВА,} \quad (11)$$

Коэффициент аварийной перегрузки $k \leq 1,4$ [6]. Следовательно, мощности основных трансформаторов ПС должны быть не меньше:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}}, \quad (12)$$

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки по формуле (12):

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{94,754}{1,4} = 67,681 \text{ МВА.}$$

Трансформаторы 110 кВ должны оснащаться устройствами РПН и не менее 4 встроенными ТТ. [4]

Выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней – ТРДН-80000 115/10,5-10,5 Ун/Д-Д-11-11 с расщепленными обмотками НН.

Выбираем фирму-изготовитель трансформаторов – ОАО «ПК ХК Электrozавод» и с сайта фирмы уточняем исполнение трансформаторов:

Таблица 7 – Исполнение ТРДН-80000/110-У1

Номинальная мощность, кВА	80000
Номинальное напряжение стороны ВН, кВ	115
Номинальное напряжение стороны НН, кВ	10,5-10,5
РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней	
Схема и группа соединения обмоток Ун/Д-Д-11-11	

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} = \frac{94,754}{80} = 1,18.$$

Для трансформаторов, подключенных к РУ цехов в исходных данных приведены номинальные мощности $S_{НОМ} = 1600$ кВА.

Трансформаторы с высшей обмоткой 6-35 кВ должны быть маслонаполненными герметичными, либо сухими, со схемой соединения обмоток Д/Ун или У/Зн.

Выбираем фирму-изготовитель ОАО «ПК ХК Электрозавод» и по каталогу выбираем ТМГ-1600/10-У1 с параметрами:

Таблица 8 – Исполнение ТМГ-1600/10-У1

Номинальная мощность, кВА	1600
Номинальное напряжение стороны ВН, кВ	10
Номинальное напряжение стороны НН, кВ	0,4
Способ, диапазон и ступени регулирования напряжения на стороне ВН (ПВВ) ±2×2,5 %	
Схема и группа соединения обмоток Д/Ун-11	

3.2 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы

Для снижения токов короткого замыкания и упрощения применяемой РЗА секционные выключатели отключены в нормальном режиме, т.к. не допускается работа РУ (цехов) с одновременно включенными рабочими и резервными вводными выключателями. Необходимая надежность электроснабжения обеспечивается АВР СВ.

3.3 Расчет токов короткого замыкания

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

Расчет ТКЗ производится в соответствии с:

- ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ;
- РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

В данной работе для расчетов ТКЗ используется программа разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания».

3.3.1 Ручной расчет ТКЗ

В учебных целях в данной работе произведен ручной расчет одного из режимов. Так же это позволяет подтвердить соответствие расчетов ГОСТ выбранного программного обеспечения.

Для ручного расчета составляется простейшая схема, в которую входят шины одной из питающих ПС, одна из питающих ВЛ и один из трансформаторов, выбранных к установке на проектируемой ПС.

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

Для упрощения ручного расчета принимается ряд попущений, разрешенных ГОСТ и РД.

Эквивалентное индуктивное сопротивление системы может быть определено по выражению:

$$X_C = \frac{U_{CP.HOM}}{\sqrt{3} I_K^{(3)}} = \frac{U_{CP.HOM}^2}{S_K^{(3)}}, \quad (13)$$

где $U_{CP.HOM}$ – среднее номинальное напряжение сети, соответствующей ступени напряжения на шинах «А», кВ;

$I_K^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах «А» от системы, кА;

$S_K^{(3)}$ - мощность трехфазного КЗ от системы, МВА.

Воздушная линия напряжением 110 кВ в схемах замещения учитывается активным и индуктивным сопротивлением. В соответствии с ГОСТ в расчетах периодической составляющей значение активного сопротивления можно не учитывать, а в соответствии с [8] удельное индуктивное сопротивление следует принимать равным 0,4 Ом/км.

По ГОСТ при наличии каталожных данных о трансформаторе его коэффициент трансформации (при отсутствии данных о фактически используемых условиях эксплуатации) допустимо принимать:

$$K_T = \frac{U_{T.HOM.VH}}{U_{T.HOM.HH}}, \quad (14)$$

Для упрощения расчета двухобмоточные трансформаторы учитывают в схеме замещения индуктивным сопротивлением, по величине равным полному сопротивлению обеих отмоток:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \frac{U_{T.HOM}^2}{S_{T.HOM}}, \quad (15)$$

где u_k – напряжение КЗ между обмотками;

$U_{T.HOM}$ - номинальное напряжение обмотки, к которой приводится сопротивление, кВ;

$S_{T.HOM}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой представляет собой трехлучевую звезду с индуктивными сопротивлениями ветвей ВН, НН1, НН2:

$$X_{T.VH} = 0,125 \frac{u_{K.VH}}{100} \frac{U_{T.HOM}^2}{S_{T.HOM}}, \quad (16)$$

$$X_{T.HH1} = X_{T.HH2} = 1,75 \frac{u_{K.VH}}{100} \frac{U_{T.HOM}^2}{S_{T.HOM}}, \quad (17)$$

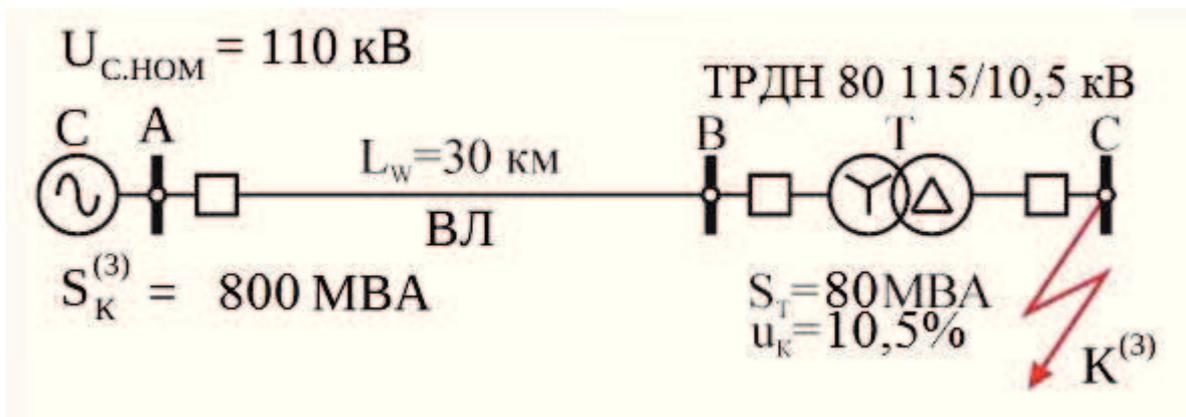


Рисунок 5 – Расчетная схема для ручного расчета ТКЗ

При составлении схемы замещения учитываем все принятые ранее допущения.

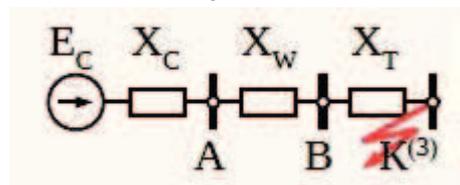


Рисунок 6 – Схема замещения для ручного расчета ТКЗ

Коэффициент трансформации силового трансформатора по каталожным данным рассчитывается по формуле (14):

$$K_T = \frac{U_{T,НОМ.ВН}}{U_{T,НОМ.НН}} = \frac{121}{10,5} = 11,524.$$

ЭДС энергосистемы принимаем равным среднему номинальному напряжению сети :

$$E_C = 115 \text{ кВ.}$$

Тогда, ЭДС системы, приведенное к напряжению точки КЗ:

$$E_{C,НН} = \frac{E_C}{K_T} = \frac{115}{11,524} = 9,979 \text{ кВ.}$$

Реактанс системы рассчитываем по формуле (13):

$$X_C = \frac{U_{CP,НОМ}^2}{S_K^{(3)}} = \frac{115^2}{800} = 16,531 \text{ Ом.}$$

Приведенный к напряжению точки КЗ:

$$X_{C,НН} = \frac{X_C}{K_T^2} = \frac{16,531}{11,524^2} = 0,124 \text{ Ом.}$$

Т.к. ранее было принято удельное сопротивление ВЛ равное 0,4 Ом/км, то индуктивное сопротивление линии:

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

Приведенное к напряжению точки КЗ:

$$X_{W,НН} = \frac{X_W}{K_T^2} = \frac{12}{11,524^2} = 0,09 \text{ Ом.}$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора рассчитываем по формулам (16) и (17):

$$X_{T.ВН} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 2,402 \text{ Ом},$$

$$X_{T.НН1} = X_{T.НН2} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 33,629 \text{ Ом}.$$

Приведенные к напряжению точки КЗ:

$$X_{T.ВН.ПР} = \frac{X_{T.ВН}}{K_T^2} = \frac{2,402}{11,524^2} = 0,018 \text{ Ом},$$

$$X_{T.НН.ПР} = \frac{X_{T.НН}}{K_T^2} = \frac{33,629}{11,524^2} = 0,253 \text{ Ом}.$$

Тогда, ток от системы в месте трехфазного КЗ:

$$I_{К.С.НН}^{(3)} = \frac{E_{С.НН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.НН} + X_{W.НН} + X_{T.НН.ПР} + X_{T.ВН.ПР})}, \quad (18)$$

$$I_{К.С.НН}^{(3)} = \frac{9,979}{\sqrt{3} \cdot (0,124 + 0,09 + 0,018 + 0,253)} = 11,851 \text{ кА}.$$

3.3.2 Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо

Определим в ТоКо ТКЗ из рассчитанного выше случая, настроив программу на те же допущения.

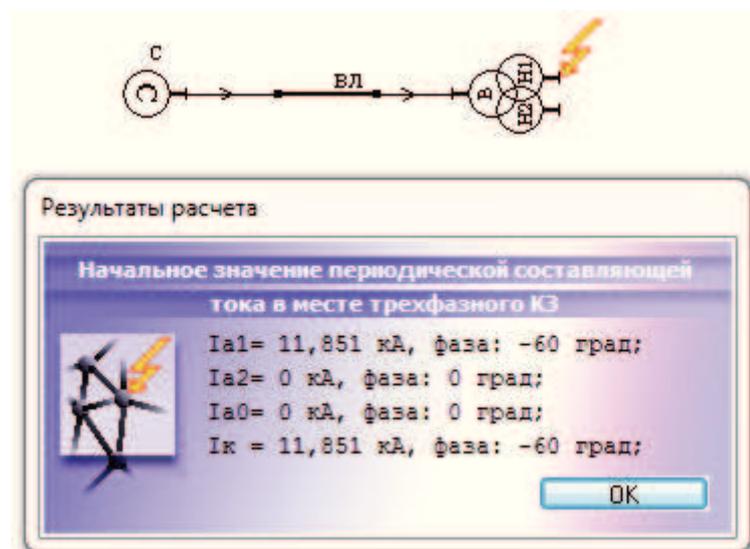


Рисунок 7 – Результат расчета ТКЗ в программе ТоКо

Как видно на рисунке 7, результаты ручного расчета и расчета в программе совпали.

3.3.3 Расчет ТКЗ в программе ТоКо

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

Для выбора сечения ВЛ рассчитаем максимальный рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{K_{II} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВЛ}}, \quad (19)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{1,4 \cdot 80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,588 \text{ кА.}$$

Рабочий ток нормального режима работы каждой ВЛ:

$$I_{РАБ.НОРМ.ВЛ} = \frac{S_{ПС}}{N_{ВЛ} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВЛ}}, \quad (20)$$

$$I_{РАБ.НОРМ.ВЛ} = \frac{94,754}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,249 \text{ кА.}$$

Экономически целесообразное решение [2]:

$$S = \frac{I_{РАБ.НОРМ.ВЛ}}{J_{ЭК}}, \quad (21)$$

где $J_{ЭК}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 3000 до 5000 составляет 1,1 А/мм² [2]. Следовательно, по формуле (21):

$$S = \frac{249}{1,1} = 226 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС-240/39 с длительным допустимым током 610 А.

По условию короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм². Выбранный провод проходит по данному условию.

ТКЗ рассчитываются в двух режимах:

1) Максимальный режим:

- максимальная мощность КЗ,
- учитывается подпитка места КЗ от двух частей системы,
- ВЛ, если это возможно, работают в параллель,
- включены все цепи КЛ,
- трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается максимальное значение ТКЗ.

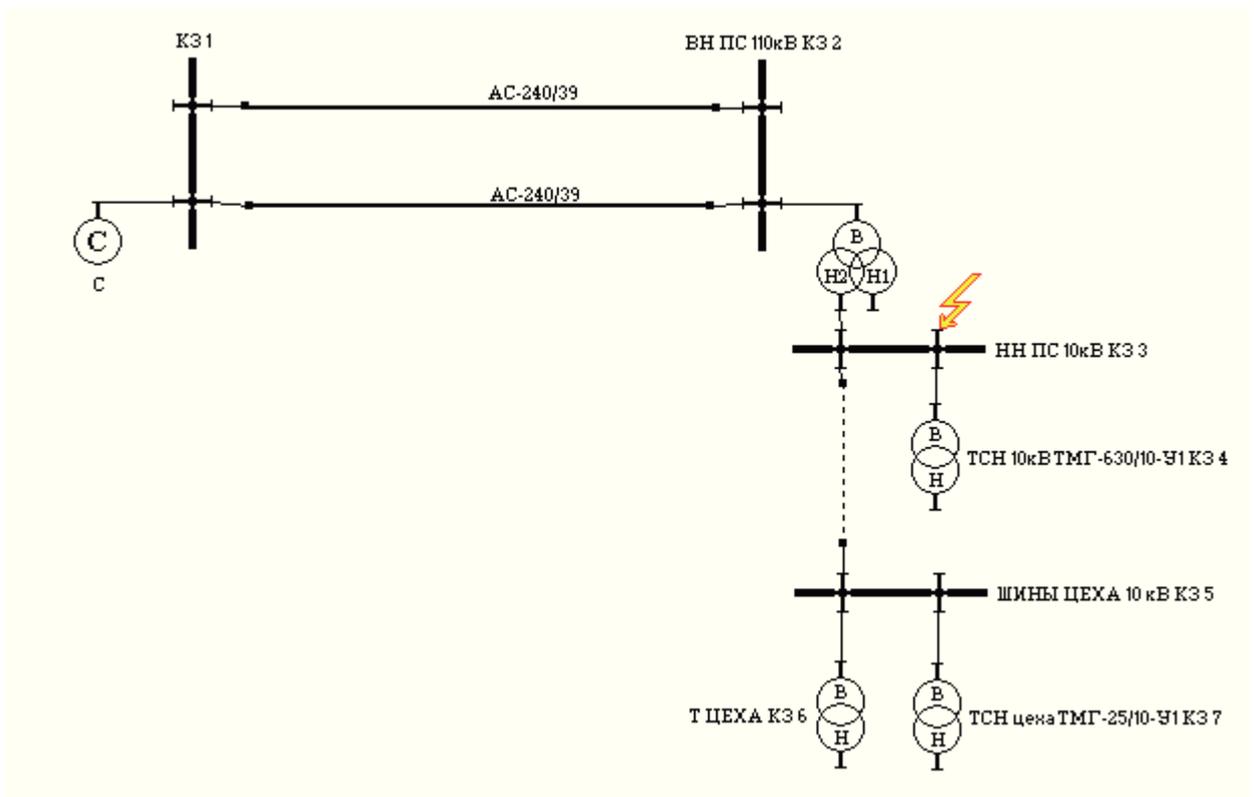


Рисунок 8 – Расчетная схема ТКЗ в программе ТоКо для максимального режима

Результаты расчета сведены в таблицу 9:

Таблица 9 – Результаты расчета максимального режима

Точка КЗ:	$I_{ВН}^{(3)}$, кА	$I_{НН}^{(3)}$, кА	i_a , кА	i_y , кА
КЗ 1	5,522	-	7,809	15,619
КЗ 2	2,226	-	3,148	6,195
КЗ 3	1,693	16,39	23,179	34,38
КЗ 4	16,034	420,892	595,231	887,666
КЗ 5	1,085	14,536	14,852	17,38
КЗ 6	1,48	38,85	54,945	86,396
КЗ 7	0	0,002	0,003	0,003

2) Минимальный режим (для проверки чувствительности РЗ):

- минимальная мощность КЗ из задания,
- учитывается подпитка КЗ от одной из частей системы,
- учитывается работа только одной цепи ВЛ,
- многоцепные КЛ работают в режиме минут одной цепи,
- трансформаторы с РПН работают на такой отпайке, при которой обеспечивается минимальное значение ТКЗ.

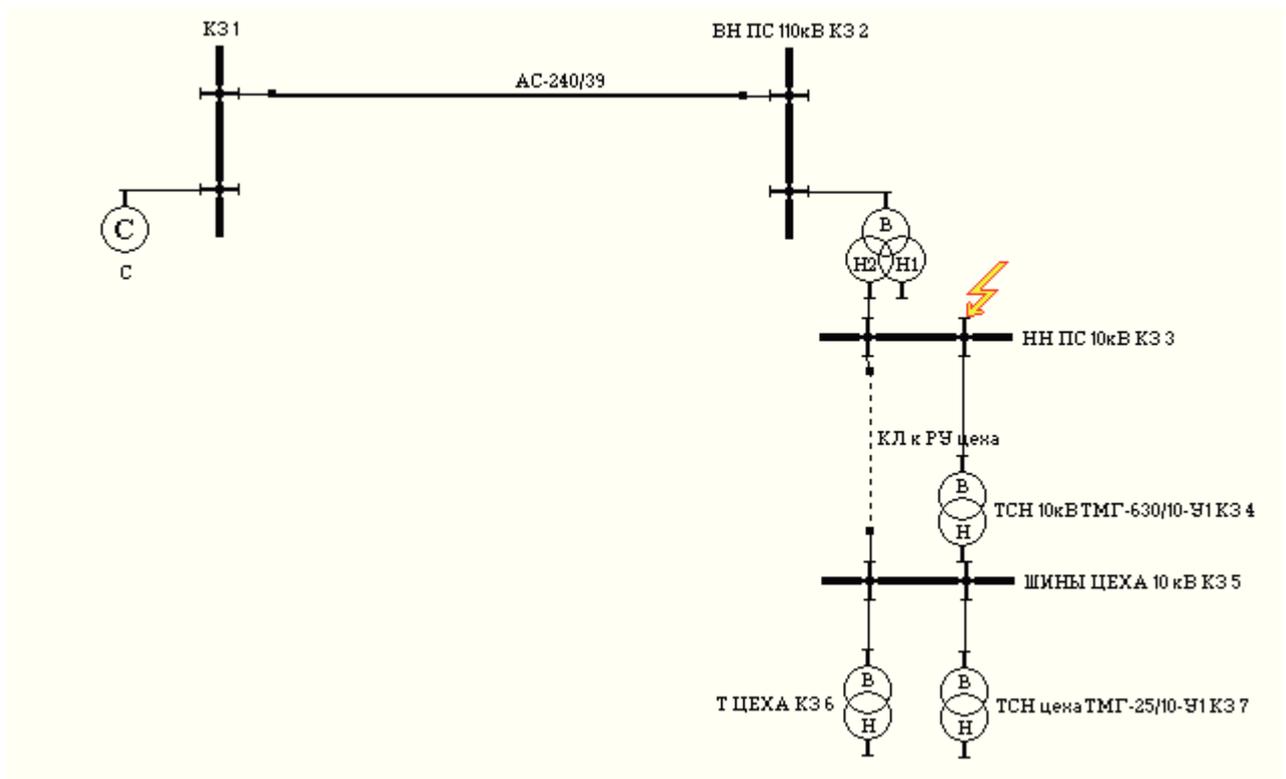


Рисунок 9 – Расчетная схема ТКЗ в программе ТоКо для минимального режима

Результаты расчета сведены в таблицу 10:

Таблица 10 – Результаты расчета минимального режима

Точка КЗ:	$I_{ВН}^{(3)}$, кА	$I_{НН}^{(3)}$, кА	i_a , кА	i_v , кА
КЗ 1	4,016	-	5,679	11,359
КЗ 2	2,975	-	4,207	8,236
КЗ 3	1,496	14,481	20,479	31,154
КЗ 4	14,2	372,756	527,157	805,558
КЗ 5	1,303	12,608	17,83	24,091
КЗ 6	1,454	38,171	53,982	84,726
КЗ 7	0	0,002	0,003	0,003

4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ

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

В сетях 110 кВ в качестве коммутационно аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные, преимущественно с пружинными приводами, допускается так же применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей. [4]

Разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе для ЗН, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем ЭМ блокировки. [4]

В ОРУ 110 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур. [3]

В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах. [3]

Номинальное напряжение выключателя должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети. [10]

Номинальный ток выключателя, А, выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500. Номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока в месте установки. [10]

Номинальный ток отключения, кА, выбирается из ряда: 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 120; 160; 200; 250. [10]

Номинальный ток отключения должен быть больше наибольшего возможного значения периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя. [10]

Апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя не должна превышать значение, нормированное для выключателя. [10]

Выключатель должен выдерживать электродинамическое и термическое воздействие ТКЗ. [10]

Рабочий максимальный ток для тупиковой ПС определяется по мощности трансформатора проектируемой ПС с учетом 40% перегрузки:

$$I_{B.МАКС.ВЛ} = \frac{K_{П} \square S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \square U_{НОМ.ВЛ}}, \quad (22)$$

$$I_{B.МАКС.ВЛ} = \frac{1,4 \square 80}{\sqrt{3} \square 10} = 0,588 \text{ кА.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя определено в программе ТоКо для максимального режима работы.

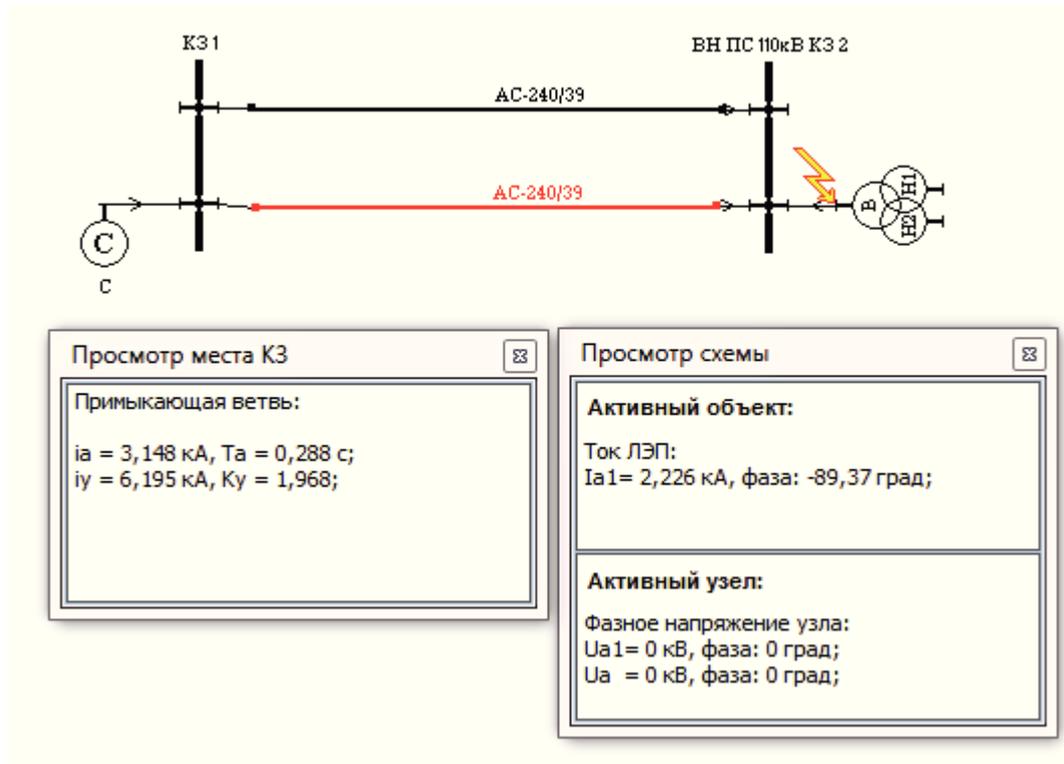


Рисунок 10 – Расчет в программе ТоКо КЗ на ВН ПС

Действующее значение периодической составляющей ТКЗ – 2,226 кА;

Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ – 3,148 кА;

Мгновенное значение ударного ТКЗ – 6,195 кА;

Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ – 0,288 с;

Ударный коэффициент ТКЗ – 1,968.

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ-110 производства «Эльмаш (УЭТМ)».

Максимальный рабочий ток через выключатель для проектируемой ПС:

$$I_{B.РАБ,МАКС} = \frac{1,4 \square 80}{\sqrt{3} \square 10} = 0,588 \text{ кА.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{K,II}^{(3)} = 2,226 \text{ кА}$.

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K,II}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,226 = 5,666 \text{ кА}, \quad (23)$$

где $K_y = 1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Результаты расчета в ТоКо: $i_y = 6,195 \text{ кА}$, $K_y = 1,968$.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3.MINH} + t_{O.B.MINH} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}, \quad (24)$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{K,II}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 2,226 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 1,415 \text{ кА}, \quad (25)$$

где $T_A = 0,05 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87;

$t_{P3.MINH} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.B.MINH} = 0,03 \text{ с}$ - минимальное время отключения выключателя.

Термическое воздействие ТКЗ определяется по формуле:

$$B_K = (I_{K,II}^{(3)})^2 \cdot (t_{OTKL} + T_A) = (2,226)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 5,475 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (26)$$

где $t_{OTKL} = t_{P3.MAKC} + t_{O.B} = 1 + 0,055 = 1,055$,

где $t_{P3.MAKC}$ – максимальное время действия РЗ (на данном этапе принимаем 1с)

$t_{O.B}$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,05 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Сопоставим расчетные параметры с каталожными в таблице:

Таблица 10 – Проверка ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,MAKC} = 588 \text{ А}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{K,II}^{(3)} = 2,226 \text{ кА}$	$I_{O.НОМ}, \text{ кА}$	40
$i_y = 5,666 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	102
$i_{a,t} = 1,415 \text{ кА}$	$i_{a.ДОП} = \frac{40\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 =$	22,6 кА
$B_K = 5,475 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² ·с

Таблица 11 – Проверка РПД-УЭТМ-110

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ,МАКС} = 588 \text{ А}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{К,П}^{(3)} = 2,226 \text{ кА}$	-	-
$i_y = 5,666 \text{ кА}$	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t} = 1,415 \text{ кА}$	-	-
$B_K = 5,475 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

4.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС

В сетях напряжением 10 кВ следует применять вакуумные выключатели внутренней установки, элегазовые выключатели допускается устанавливать на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании. [4]

КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе и комбинированной изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией. [4]

Допускается для электросетевых объектов в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями. [4]

В РУ 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями. [3]

$$I_{B.PAB,MAKC} = \frac{S_{PC}}{\sqrt{3} \cdot U_{B.HOM}} = \frac{94,75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,735 \text{ кА.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{K,II}^{(3)} = 16,39 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K,II}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 16,39 = 42,88 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3.MINH} + t_{O.B.MINH} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{K,II}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 16,39 \cdot e^{\left(\frac{-0,05}{0,06}\right)} = 10,07 \text{ кА}$$

где $T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87;

$t_{P3.MINH} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.B.MINH} = 0,04 \text{ с}$ - минимальное время отключения выключателя.

Термическое воздействие ТКЗ определяется по формуле:

$$B_K = (I_{K,II}^{(3)})^2 \cdot (t_{OTKL} + T_A) = (16,39)^2 \cdot (3,06 + 0,06) = 838,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{OTKL} = t_{P3.MAKC} + t_{O.B} = 3 + 0,06 = 3,06$,

где $t_{P3.MAKC}$ – максимальное время действия РЗ (на данном этапе принимаем 3с)

$t_{O.B}$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Сопоставим расчетные параметры с каталожными в таблице:

Таблица 14 – Проверка выключателя

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,MAKC} = 2,735 \text{ кА}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	4000
$I_{K,II}^{(3)} = 16,39 \text{ кА}$	$I_{O.НОМ}, \text{ кА.}$	20
$i_y = 42,88 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t} = 10,07 \text{ кА}$	$i_{a.ДОП} = \frac{50\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,14 кА
$B_K = 838,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 16 – Проверка выключателя

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,MAKC} = 129 \text{ А}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	630
$I_{K,II}^{(3)} = 14,536 \text{ кА}$	$I_{O.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y = 38,03 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	51
$i_{a.t} = 8,934 \text{ кА}$	$i_{a.доп} = \frac{50\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,1 кА
$B_K = 659,241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 17 – Проверка КРУ

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,MAKC} = 129 \text{ А}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	630
$i_y = 38,03 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	51
$B_K = 659,241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

4.2.4 Выбор и проверка выключателя к отходящему присоединению электродвигателя 10 кВ

Выбираем к установке КРУ ZETO-10 с вакуумным выключателем серии ВБ-10-ПЗ ZETO производства «ЗЕТО».

Максимальный рабочий ток через выключатель для проектируемой ПС:

$$I_{B.PAB,MAKC} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А}.$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{K,II}^{(3)} = 14,536 \text{ кА}$.

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K,II}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 14,536 = 38,03 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3.MINH} + t_{O.B.MINH} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{K,II}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 14,536 \cdot e^{\left(\frac{-0,05}{0,06}\right)} = 8,934 \text{ кА}$$

где $T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87;

$t_{P3.MINH} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K,II}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 16,39 = 42,88 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3,МИН} + t_{O.B,МИН} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{K,II}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 16,39 \cdot e^{\left(\frac{-0,05}{0,06}\right)} = 10,07 \text{ кА}$$

где $T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87;

$t_{P3,МИН} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.B,МИН} = 0,04 \text{ с}$ - минимальное время отключения выключателя.

Термическое воздействие ТКЗ определяется по формуле:

$$B_K = (I_{K,II}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = (16,39)^2 \cdot (3,06 + 0,06) = 838,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{P3,МАКС} + t_{O.B} = 3 + 0,06 = 3,06$,

где $t_{P3,МАКС}$ – максимальное время действия РЗ (на данном этапе принимаем 1с)

$t_{O.B}$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Сопоставим расчетные параметры с каталожными в таблице:

Таблица 20 – Проверка выключателя

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,МАКС} = 0,912 \text{ кА}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1250
$I_{K,II}^{(3)} = 16,39 \text{ кА}$	$I_{O.НОМ}, \text{ кА.}$	20
$i_y = 42,88 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t} = 10,07 \text{ кА}$	$i_{a.ДОП} = \frac{50\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,1 кА
$B_K = 838,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 21 – Проверка КРУ

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{B.PAB,МАКС} = 0,912 \text{ кА}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1250
$i_y = 42,88 \text{ кА}$	$i_{ДНН}, \text{ кА}$	51
$B_K = 838,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

4.2.6 Выбор и проверка рабочего (резервного) выключателя РУ (цеха)

Выбираем к установке КРУ ZETO-10 с вакуумным выключателем серии ВБ-10-ПЗ ZETO производства «ЗЕТО».

Максимальный рабочий ток через выключатель:

$$I_{В.РАБ,МАКС} = \frac{15,79}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,912 \text{ кА.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя: $I_{К,П}^{(3)} = 14,536 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К,П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 14,536 = 38,03 \text{ кА}$$

где $K_y = 1,85$ для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{РЗ,МИН} + t_{О,В,МИН} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{К,П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 14,536 \cdot e^{\left(\frac{-0,05}{0,06}\right)} = 8,934 \text{ кА}$$

где $T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87;

$t_{РЗ,МИН} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{О,В,МИН} = 0,04 \text{ с}$ - минимальное время отключения выключателя.

Термическое воздействие ТКЗ определяется по формуле:

$$B_K = (I_{К,П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = (14,536)^2 \cdot (3,06 + 0,06) = 659,241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{ОТКЛ} = t_{РЗ,МАКС} + t_{О,В} = 3 + 0,06 = 3,06$,

где $t_{РЗ,МАКС}$ – максимальное время действия РЗ (на данном этапе принимаем 1с)

$t_{О,В}$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,06 \text{ с}$ по рекомендации ГОСТ 27514-87.

Сопоставим расчетные параметры с каталожными в таблице:

Таблица 22 – Проверка выключателя

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ,МАКС} = 0,912 \text{ кА}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1250
$I_{К,П}^{(3)} = 14,536 \text{ кА.}$	$I_{О,НОМ}, \text{ кА.}$	20
$i_y = 38,03 \text{ кА}$	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	51
$i_{a,t} = 8,934 \text{ кА}$	$i_{a,ДОП} = \frac{50\%}{100} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О,НОМ} = 0,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 =$	14,1 кА
$B_K = 659,241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² ·с

Таблица 23 – Проверка КРУ

Расчет	Каталожные данные	
	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ,МАКС} = 0,912 \text{ кА}$	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1250
$i_y = 38,03 \text{ кА}$	$i_{ДЛИН}, \text{ кА}$	51
$B_K = 659,241 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

4.3 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

Ранее были выбраны сечения и марки КЛ к РУ (цехов) – 4хАПвБП 3х185/25-10. Необходимо проверить параметры выбранных КЛ по термической стойкости к ТКЗ.

На шинах цеха ТКЗ составляет $I_{К,Л}^{(3)} = 14,536 \text{ кА}$, а через каждую КЛ будет протекать ток $I = 14,536/4 = 3,634 \text{ кА}$, а продолжительность КЗ $t_{ОТКЛ} = 3,06 \text{ с}$. По каталожным данным допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм^2 составляет $I_{ДОП(1)} = 17,5 \text{ кА}$. Т.к. расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{ОТКЛ}}} = \frac{1}{\sqrt{3,06}} = 0,571, \quad (27)$$

В данном случае допустимый ток составит:

$$I_{ДОП(3,06)} = 17,5 \cdot k = 17,5 \cdot 0,571 = 10 \text{ кА}.$$

5. ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ, РУ И ЯЧЕЕК ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор элементной базы РЗА

Надежность работы системы релейной защиты определяется технологическими средствами, идеологией построения, системой эксплуатации. В свою очередь, надежная работа системы РЗА обеспечивает сохранение устойчивой работы ЕЭС; снижение ущерба при повреждении оборудования; снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии. [4]

Для обеспечения надежной работы технических средств РЗА необходимо решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- своевременная замена физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- внедрение при новом строительстве и реконструкции систем РЗА, отвечающих современным требованиям;
- выполнение расчетов параметров срабатывания устройств РЗА и ТКЗ в соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС»;
- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗУ (включая РАСП);
- повышение адаптивных свойств противоаварийного управления на основе интеллектуальных алгоритмов, использующих математические модели энергосистемы с автоматически уточняемыми по данным синхронизированных измерений параметрами.

Требования, предъявляемые к РЗА при реконструкции и новом строительстве:

- снижение времени отключения КЗ за счет повышения быстродействия устройств РЗ;
- выявление повреждений на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
- повышение надежности функционирования за счет встроенной в устройства непрерывной диагностики;
- применения широкого ряда характеристик и алгоритмов в современных устройствах РЗА;

- снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных средств и дистанционного управления устройствами РЗА.

Выполнение этих требований возможно только при применении современных устройств, выполненных на МП элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП ПС.

В области идеологии построения техническая политика направлена на решение задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Развитие сети, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшает условия дальнего резервирования, в этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;

- обеспечение функции УРОВ, в том числе выключателей 6-35 кВ.

В области эксплуатации РЗА направлена на решение задач:

- внедрение РЗА, позволяющей снижать эксплуатационные затраты;
- переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию;

- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА;

- поддержание ЭМ обстановки, гарантирующей нормальное функционирование МП РЗА;

- поддержание системы оперативного тока в состоянии, обеспечивающем устойчивую работу РЗА.

В связи с этим, элементная база РЗА – современные микропроцессорные устройства.

При этом, МП устройства должны:

- регистрировать события и процессы, происходящие при авариях в объеме, необходимом для их полноценного анализа;

- рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-35 кВ (необходимо определять с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений).

Дальнейшее развитие системы РЗА:

- внедрение высоковольтных цифровых ТТ и ТН;

- внедрение первичного и вторичного оборудования со встроенными портами цифрового коммуникационного интерфейса;

- внедрение РЗА с поддержкой международного стандарта МЭК 61850-9.2, регламентирующего протоколы цифрового обмена данными между МП

интеллектуальными электронными устройствами ПС различного назначения и разных фирм-изготовителей;

- создание «цифровых ПС» - ПС, на которых осуществляется передача сигналов в цифровом виде на всех уровнях автоматизации и управления.

При этом, создание цифровых ПС позволит получить ряд преимуществ:

- сокращение затрат на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки;
- повышение помехозащищенности, благодаря переходу на цифровые оптические каналы связи;

- упрощение и удешевление МП устройств РЗА за счет отсутствия АЦП;

- упрощение взаимозаменяемости УРЗА, в том числе и разных изготовителей;

- сокращение повреждений в сети оперативного тока;

- упрощение эксплуатации и обслуживания;

- унификация процессов проектирования, внедрения и эксплуатации.

Требования к современным МП УРЗА:

- применение МП УРЗА преимущественно российского производства;

- блочно-модульное исполнение УРЗА;

- встроенные средства самодиагностики;

- набор элементов свободно-программируемой логики;

- оптические и электрические цифровые интерфейсы связи с АРМ и АСУ ТП;

- интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколам;

- возможность дистанционного измерения уставок и конфигурации УРЗА;

- эргономичный, информативный и интуитивно понятный ЧМИ;

- оптимальная интеграция функций в одном устройстве (терминале);

- совмещение функций РЗ и ПА в одном устройстве допустимо только при соответствующем обосновании;

- использование одного терминала РЗА для нескольких присоединений возможно при положительном результате опытно-промышленной эксплуатации;

- возможность правильной совместной работы полукомплектов ДЛЗ ЛЭП разных производителей;

- устройство должно быть укомплектовано:

1) руководством по эксплуатации;

2) методическими указаниями по расчету уставок и выбору параметров настройки (МУРУ);

3) методическими указаниями по техническому обслуживанию (МУТО);

4) паспортов на устройство и компоненты (П);

5) лицензионным программным обеспечением (ПО) для проведения наладки и технического обслуживания (НТО);

б) комплектом соединительных кабелей для связи с персональным компьютером и приборами НТО;

7) требуемая техническая документация должна размещаться и обновляться на сайте производителя с предоставлением к ней открытого доступа.

- срок службы, гарантируемый изготовителем должен составлять не менее 20 лет;

- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет, в течение которого предприятие изготовитель должно гарантировать ремонт и замену неисправного блока или устройства; устранение заводских технических или программных ошибок в устройстве РЗА, выявленных в процессе эксплуатации; возможность обновления ПО устройства; дистанционную техническую поддержку на русском языке по вопросам эксплуатации устройства; в состав эксплуатационной документации должен входить комплекс технических мероприятий по продлению срока службы сверх нормативного.

При новом строительстве должны применяться современные УРЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС».

Отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимально возможным для обеспечения селективности временем для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений.

Ввод элемента, после его отключения должен осуществляться автоматически (АПВ), за исключением оборудования, которое не допускает АПВ, а так же по требованию производителя.

В сети 110 кВ и выше должно применяться ближнее резервирование и УРОВ.

При наличии ЭМО выключателей устройства РЗ и УРОВ должны действовать оба ЭМО.

Если дальнейшее резервирование по чувствительности не обеспечивается, то должны применяться меры по усилению ближнего резервирования.

Все устройства должны быть интегрированы в АСУ ТП.

Оперативное управление МП УРЗА должно предусматриваться по месту – в шкафах с УРЗА, а также дистанционно - с помощью АСУ ТП.

5.2 Выбор фирмы-производителя устройств РЗА

Основными направлениями технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» в области организации закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРО) являются:

					□-472.13.03.02.2017.413 □□□	
						47

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок МТРИО для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;

- гибкий подход к формированию требований и критериев отбора и оценки к закупаемым МТРИО для привлечения предложений с новыми техническими решениями, предусматривающими инновационные составляющие, предложения, которые оказывают или могут оказывать воздействие на снижение потребления или рациональное использование топливно-энергетических ресурсов; а также содержащие передовые научно-технические разработки;

- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРИО;

- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРИО;

- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРИО при оптимальной стоимости;

- организация приобретения больших партий МТРИО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования;

- проведение открытых конкурентных закупочных процедур на право заключения долгосрочных договоров (3-5 лет) с обязательствами участников предоставления и в дальнейшем реализации долгосрочных программ развития производства, предусматривающей увеличение доли производства продукции и ее комплектующих на территории РФ, повышение качества продукции, а также формирование единичных расценок на весь период действия договора;

- установление приоритета товаров российского происхождения, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства.

В данной работе будем использовано оборудование фирмы ООО «НТЦ «Механотроника» (г. Санкт-Петербург).

5.3 Выбор видов РЗА

5.3.1 Кабельная линия 10 кВ

Для КЛ 10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных замыканий (КЗ) и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Защиту от КЗ следует предусматривать при двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в

большинстве случаев двойных замыканий на землю (ДЗЗ) только одного места повреждения.

Т.к. современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются трехрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе» (двухфазная, трехрелейная схема соединения пусковых органов тока и измерительных ТТ).

На одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ как правило устанавливается двухступенчатая токовая защита (1 ступень – ТО, 2 ступень – МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени), но, т.к. современные УРЗА содержат не менее трех ступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой (1 ступень – ТО, 2 ступень – ТОВВ, 3 ступень – МТЗ с зависимой выдержкой времени (для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии)).

Защита от ОЗЗ выполняется в виде (на выбор):

- селективной защиты с действием на сигнал;
- селективной защиты с действием на отключение (по требованию безопасности);
- устройства контроля изоляции, при этом поиск поврежденного присоединения осуществляется специальными устройствами или поочередным отключением присоединений (УКИ в силу своей дешевизны применяются независимо от других способов).

При этом, в соответствии с [4] метод поочередного отключения исключается. Селективная защита с действием на отключение поврежденного присоединения при ОЗЗ значительно усложняет и удорожает выполнение системы защиты, однако необходима (только при требованиях техники безопасности – шахты, рудники, карьеры, опасность поражения работающего с оборудованием персонала и т.д.). В данной работе особых требований ТБ не предусмотрено.

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ. В данной работе необходима компенсированная нейтраль сети.

Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые, ни направленные защиты от ОЗЗ не пригодны, т.к. емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование МП централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключается ТТНП всех присоединений секции или системы шин.

Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех присоединений в начальный момент ОЗЗ устройство выявляет поврежденное присоединение (по наибольшему значению тока всех измеренных присоединений).

Устройство АПВ на КЛ 10 кВ в соответствии с [2] не предусматривается.

В соответствии с требованиями [3] на отходящих линиях РУ 6-35 кВ предусматривается установка дуговых защит (доп. защита ячеек, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ.

В соответствии с требованиями [2] и [3] предварительно, намечаем к установке на КЛ 10 кВ следующие виды РЗА (для сети с компенсированной нейтралью):

Таблица 24 – Защиты КЛ 10 кВ

№	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита(двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени
3	Максимальная токовая защита	С зависимой
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Централизованная токовая	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	-
6	УРОВ	-

5.3.2 Электродвигатель 10 кВ

По [3] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

Для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматривает токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных [2]:

Таблица 25 – Исполнение токовой отсечки ЭД

Мощность ЭД до 2 МВт	Мощность ЭД 2МВт и более	
	Есть защита от ОЗЗ	Нет защиты от ОЗЗ
2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	3-х фазная, 3-х релейная (полная звезда)

Принимается, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам, поэтому предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

При затынутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При наличии более одного ЭД на секции для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматривается защита минимального напряжения, которая отключает примерно половину подключенных к секции ЭД с их АПВ по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствии с требованиями [3] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 26 – Защиты электродвигателя

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключении при затынутом пуске или блокировке ротора
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	-
6	УРОВ	-

5.3.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

Для трансформаторов 10/0,4 кВ предусмотрена защиты от [2]:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 0,4 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, вызванных внешними КЗ;
- токов в обмотках, вызванных перегрузкой;
- понижения уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов [2] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, например м/ф КЗ, о/ф КЗ, и от понижения уровня масла предусмотрена газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении масла, на отключение – при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Если масляный трансформатор оснащен реле давления и реле уровня в расширителе трансформатора, то газовая защита может не устанавливаться.

Для защиты от повреждений на выводах, а так же от внутренних повреждений предусматривается ТО без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

Для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается МТЗ с действием на отключение, установленная со стороны 10 кВ.

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ осуществляется с помощью МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты НП, по току которой подключается ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой предусматривается МТЗ с действием на сигнал.

АПВ на трансформаторе не устанавливается, т.к. при его отключении РЗ предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 27 – Защиты трансформатора 10/0.4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0.4 кВ. По току подключенному к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

5.3.4 Вводной выключатель 10 кВ

По [3] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защита минимального напряжения;
- УРОВ.

Таблица 28 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неп. звезда с доп. реле.
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

5.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

По [3] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 29 – Защиты секционного выключателя 10 кВ

№	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда. с доп. реле.
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

5.3.6 Шины 10 кВ

По [2] специальные УРЗА шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, как правило, не предусматриваются.

На каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью должна устанавливаться централизованная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера.

В соответствии с [11] к ТН шин НН ПС подключаются устройства АЧР и частотного АПВ, входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты.

Таблица 30 – Защиты шин 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме/ автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты
5	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

5.3.7 Трансформатор 110/10 кВ

Для трансформаторов 110/10 кВ по [2] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, вызванных внешним КЗ;
- токов в обмотках, вызванных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов [2] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, например, м/ф КЗ, о/ф КЗ, и от понижения уровня масла предусмотрена газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении масла, на отключение – при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле или реле давления. Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле. В соответствии с [12] трансформаторы с РПН должны быть оборудованы газовым реле основного бака трансформатора и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более [2] должна быть предусмотрена продольная токовая защита без выдержки времени.

По [2] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению.

МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

Для защиты от токов, обусловленных перегрузкой предусматривается МТЗ с действием на сигнал.

Т.к. на ПС установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ на трансформаторах АПВ не устанавливается. Трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации. На нормально отключенном одном из силовых трансформаторов 110/10 кВ предусматриваем установку АВР.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ.

По требованиям [3] на трансформаторе 110 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН, НН1 и НН2.
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН.

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском защит от присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием: 1 степень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя, 2 степень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Если трансформатор подключен через два выключателя на ВН, для защиты ошиновки 110 кВ трансформаторов рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту.

Должно предусматриваться АПВ ошиновки 110 кВ трансформаторов.

Таблица 31 – Защиты трансформатора 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН»
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей
9	УРОВ	Каждого из выключателей
10	Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключает ДЗТ

5.3.8 ВЛ 110 кВ

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

Для ВЛ 110 кВ должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

Если принять, что в рассматриваемой сети возможны качания, то УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

На ВЛ 110 кВ с односторонним питанием от м/ф КЗ устанавливается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ) и токовая отсечка (ТО) в качестве дополнительной защиты.

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

На Вл 110 кВ применяется АПВ, причем на ВЛ одностороннего питания применяется АПВ двукратного действия без проверки синхронизма.

На выключателе ВЛ 110 кВ предусматривается УРОВ.

В качестве основной защиты применяется:

- продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);
- дифференциально-фазная защита (ДФЗ);
- защита с высокочастотной блокировкой (направленная ВЧ фильтровая защита);
- КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

Для связи между комплектами используются:

- высокочастотные каналы связи (ВЧКС);
- кабельные линии связи (КЛС);
- волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)ю

При организации связи по ВОЛС, предпочтение следует отдать варианту основной защиты в виде ДЗЛ.

Предпочтительно, чтобы КСЗ кроме отдельно (резервной) защиты, также входил в устройство основной защиты: ДЗЛ с функциями КСЗ (основная защита) + КСЗ (резервная защита).

КСЗ состоит из ДЗ и ТНЗНП, с блокировкой отдельных ступеней ДЗ при качаниях.

Должна предусматриваться возможность автоматического или оперативного ускорения отдельных ступеней ДЗ и ТНЗНП.

На ВЛ с односторонним питанием используется два КСЗ, каждый из которых включает ДЗ от м/ф КЗ и ТНЗНП от о/ф КЗ.

Защиты, имеющие цепи напряжения, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения, если это может привести к ложному отключению.

На ВЛ 110 кВ должно применяться трехфазное АПВ с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

На Вл с односторонним питанием ТАПВ выполняется двукратным.

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

На каждом выключателе 110 кВ предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений двухступенчатого действия.

Таблица 31 – Защиты ВЛ 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дистанционная защита	Две ступени, от м/ф КЗ
2	ТНЗНП	Три ступени, от о/ф КЗ
3	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
4	ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
5	УРОВ	Для каждого выключателя

6. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ, РУ И ЯЧЕЕК ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ ПО КАТАЛОГАМ

6.1 Кабельная линия 10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- трехступенчатая токовая защита (МТЗ с зависимой выдержкой времени);
- направленная защита от ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ. В соответствии с [13] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – П – 0 – КЛ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.2 Электродвигатель 10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- токовая отсечка;
- токовая защита от ОЗЗ в ЭД;
- защита от перегрузки;
- ЗМН;
- АПВ после ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД. В соответствии с [13] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – П – ЭД – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.3 Трансформатор 10/0,4 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- газовая защита;
- токовая отсечка;
- МТЗ;
- защита от о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ;
- защита от перегрузки;
- УРОВ.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору. Примем, что завод – производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения, укомплектованные газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре. В соответствии с [13], с целью экономии средств были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – П – КЛ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.4 Вводной выключатель 10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- МТЗ с пуском по напряжению;
- ЗМН;
- УРОВ.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ. В соответствии с [13] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – ВВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции, а также реализует функцию АВР СВ.

6.5 Секционный выключатель 10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- МТЗ;
- АВР;
- УРОВ.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ.В соответствии с [13] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – СВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.6 Выбор исполнения ЗДЗ

НТЦ “Механотроника” производит комплекс дуговой защиты ДУГА - МТ, которая является совокупностью связанных между собой компонентов:

- волоконно – оптических датчиков дугового замыкания ВОД – Л;
- регистраторов дуговых замыканий ДУГА – О;
- центрального блока ДУГА – БЦ.

					□-472.13.03.02.2017.413 □□□	
						60

Чувствительные элементы, датчики ВОД – Л, размещаются внутри каждого отсека защищаемой ячейки. Количество таких датчиков может быть до четырёх штук. Сигналы со всех датчиков ячейки собираются на одном регистраторе ДУГА – О, который также устанавливается на защищаемую ячейку. Сигналы со всех регистраторов защищаемой секции собираются на центральном блоке ДУГА – БЦ, который обеспечивает приём сигналов пусков защит от устройств РЗиА секции.

Защита ДУГА - МТ может быть организован как с применением центрального блока ДУГА – БЦ, так и без него. Во втором случае приемниками сигналов от регистраторов дуговых замыканий служат устройства релейной защиты присоединений.

Выберем вариант без центрального блока ДУГА – БЦ.

6.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН

В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – ТН – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции:

- ЗМН - для УРЗА ВВ, ЭД (при необходимости);
- неселективная сигнализация от ОЗЗ (УКИ);
- ПО по минимальному напряжению для МТЗ с пуском по напряжению, если УРЗА присоединений (ВВ, трансформатора) сами не измеряют напряжение (для экономии затрат на терминалы);
- АЧР/ЧАПВ - на ПС, для отключения части нагрузки при опасном снижении частоты в составе АОСЧ;
- контроль исправности вторичных цепей напряжения.

6.8 Трансформатор 110/10 кВ

Ранее были выбраны следующие виды РЗА:

- ДЗТ с торможением;
- газовая защита бака;
- струйная защита устройства РПН;
- МТЗ с пуском по напряжению сторон ВН, НН1, НН2;
- защита от перегрузки сторон НН1, НН2;
- автоматика регулирования РПН;
- автоматика управления выключателем ВН;
- УРОВ ВН.

Требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ:

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	Основные защиты трансформатора: ДЗТ
2 комплект	Резервные защиты трансформатора: МТЗ
2 комплект	Автоматика РПН
2 комплект	Автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН.

На сайте НТЦ «Механотроника» [36] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

1)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф основных защит, содержит 1 МП УРЗА: комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН БМРЗ-ТД.

2)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф резервных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН – БМРЗ – ЦРН и комплект резервных защит и АУВ ВН трансформатора – БМРЗ – ТР.

Ознакомившись с функциями выполняемыми указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным нормативным требованиям.

7. РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ, РУ И ЯЧЕЕК ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ НА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Электродвигатель 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БМРЗ-152–ЭД-01. Исходные данные для расчета параметров представлены на рис 12.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Глава 5.3 Электродвигатели и их коммутационные аппараты [2];
- Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кв. Расчет уставок. Методические указания;

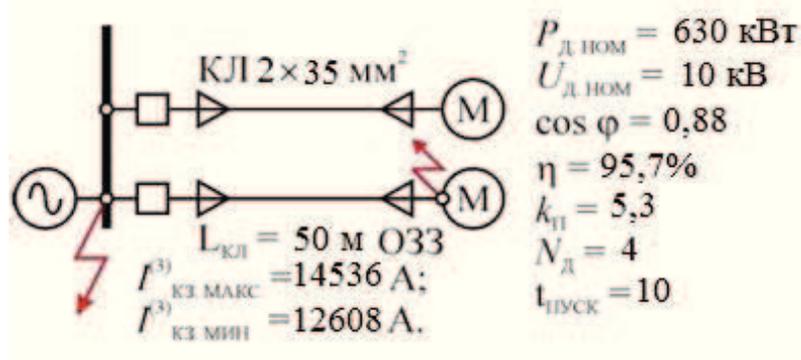


Рисунок 12 – К расчету параметров ЭД

7.1.1 Токовая отсечка ЭД

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{о.д} = k_{апер} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном.дв} \quad (28)$$

где $k_{апер}$ – коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую пускового тока машины, принимают 1.8 [15];

$k_{пуск}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,5;

$I_{д.ном}$ – номинальный ток двигателя.

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,88 \cdot 0,957} = 43,190 \text{ А} \quad (29)$$

Находим токовую отсечку по формуле 32:

$$I_{о.д} = 1,8 \cdot 5,7 \cdot 43,19 = 443,131 \text{ А.}$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по пункту 5.3.47 [2] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{о.д}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{10918}{448,69} \cdot 1 = 24,64, \quad (30)$$

где $I_{к.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12608 = 10918 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

$k_{от.ч.сх}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ по УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе).

Расчетный коэффициент чувствительности больше нормативного, так и рекомендованного – 2 по [15].

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам.

Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{о.д(2)} = \frac{I_{о.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{443,131}{10} \cdot 1 = 44,31 \text{ А}, \quad (31)$$

где $n_T = \frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{50}{5} = 10$,

где $I_{1.ном.тт} > I_{д.ном}$ – первичный номинальный ток фазного ТТ должен быть больше номинального тока ЭД;

$I_{2.ном.тт} = 5 \text{ А}$ – выбранный вторичный ток фазного ТТ;

$k_{сх}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе для трехфазного режима работы.

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [16].

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ -1) от 1 до 200А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнение фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 32 - уставки первой ступени ТО (ТО-1):

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО-1	Функция	Вкл
	I, А	44,31
	T, с	0.00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

7.1.2 Защита от перегрузок

Выполним защиту от технологической перегрузки на третьей ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ-3) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой

вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует пункту 5.3.49 [2].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном} = 1,05 \cdot 43,19 = 45,35 \text{ А}, \quad (32)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 при действии защиты на сигнал;

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,5 \cdot 43,19}{45,35} = 5,238 \quad (33)$$

При такой кратности тока, выдержка времени ЗП должна быть больше времени пуска ЭД:

$$t_{з.п.д} = k_{з} \cdot t_{п} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (34)$$

где $k_{з}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,5;

$t_{пуск}$ – время пуска или самозапуска.

При выборе инверсной характеристики (МЭК 60255-151) выдержка времени МТЗ – 3 определяется формулой:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot T_{уст}}{\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с}. \quad (35)$$

Выразим из формулы $T_{уст}$, рассчитаем уставку МТЗ - 3 по времени:

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (5,238^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,608 \text{ с}. \quad (36)$$

Серийные двигатели общего назначения отечественного производства изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 183-74, согласно которым трехфазные двигатели переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт с косвенным охлаждением обмоток статора должны выдерживать ток, равный 1,5 номинального тока, в течение 2 мин (120 с). Определим выдержку времени защиты от перегрузки при 1,5 перегрузке:

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 3,608}{(1,5)^{0,02} - 1} = 62,037 \text{ с}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{45,35}{10} \cdot 1 = 4,53 \text{ А}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 33 - уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3):

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ - 3	Функция	Вкл
	I, А	4,53
	T, с	3,608
	Характеристика	Инверсная
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

7.1.3 Защита от затянутого пуска

Затянувшийся пуск ЭД при механических неполадках или пониженном напряжении может привести к чрезмерному перегреву двигателя. МП УРЗА ЭД способны выявить режим запуска. Защита от затянутого пуска рассматриваемого УРЗА ЭД работает только в режиме запуска. Простейший из двух возможных принципов действия защиты по току и времени, (фактически - максимальная токовая защита). Рассмотрим выбор оптимальных уставок по току и времени защиты.

Уставка по времени защиты от затянутого пуска t_n должна быть отстроена от максимального времени пуска (самозапуска) электродвигателя с учетом увеличения времени пуска на 10 % из-за возможного снижения напряжения. Примем $t_{з.п.д} = 15$ с.

Уставку по току защиты от затянутого пуска и блокировки ротора выбирают меньше пускового тока электродвигателя, но больше максимально допустимого тока перегрузки двигателя.

Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з.п.д} = 3 \cdot I_{д.ном} = 3 \cdot 43,19 = 129,57 \text{ А} \quad (37)$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{129,57}{10} \cdot 1 = 12,96 \text{ А}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 34 – Уставки защит от затянутого пуска:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого запуска	Функция	Вкл
	I, А	12,96
	T, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

7.1.4 Защита от блокировки ротора

При внезапной блокировке ротора ЭД возникает тяжелая перегрузка, когда ток ЭД сопоставим с пусковым. Для надежного обнаружения факта блокировки ротора ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном} = \frac{5,3}{2} \cdot 43,19 = 114,453 \text{ А} \quad (38)$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{з.б.р.д} = 15 \text{ с}$.

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{I_{з.б.р.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{114,453}{10} \cdot 1 = 11,44 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗБР ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,25 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 35 – Уставки защит от затянутого пуска:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	Вкл
	I, А	11,44
	T, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

7.1.5 Защита минимального напряжения

Согласно пункту 5.3.52 [2] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 - 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих [т.е. ТО] защит от м/ф КЗ [т. е. 0,5 с], а уставка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения:

$$U_{з.мн} = 70 \text{ В}; t_{з.мн} = 0,5 \text{ с}.$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{макс.паузы}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{АПВ}$, будет

разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В.}$$

Время восстановления напряжения $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей.

На данном этапе разработки можно принять 3 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха.

Время самозапуска можно принять 15 с. Т. о. Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + t_{\text{САМ.ЗАП}} = 3 + 15 = 18 \text{ с.}$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{\text{АПВ}}$ после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная [13] составляет 1с.

Таблица 36 – уставки ЗМН

Степень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	Вкл
	$U_{\text{ЗМН}}$, В	70
	T, с	0,5
	АПВ	ВКЛ
	$U_{\text{АПВ}}$, В	90
	$T_{\text{АПВ}}$, с	1
	$T_{\text{макс.паузы}}$, с	18
	Блокировка	Откл

7.1.6 УРОВ

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$.

Уставки УРОВ вычисляются по методикам ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,09 \cdot 43,19 = 3,887 \text{ А.} \quad (39)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3,887}{10} \cdot 1 = 0,388 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,2 до 20 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (40)$$

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

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс.

Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс.

Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара» по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204\text{с}$$

Таблица 37 – уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0.388
	T, с	0.204

7.2 Трансформатор 10/0,4 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БМРЗ-152–КЛ-01. Исходные данные для расчета параметров представлены на рис 9.1.2.1.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-КЛ-01 [17]
- Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ.[17]
- Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие.[18]

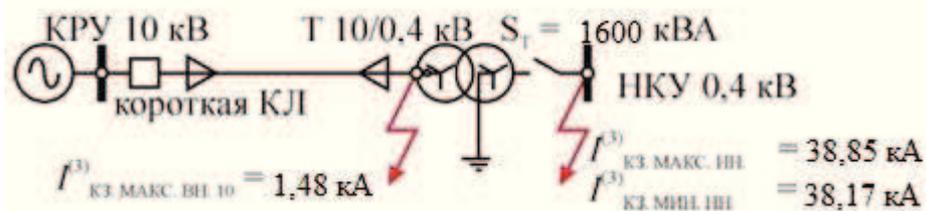


Рисунок 13 - Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ.

7.2.1 Токовая отсечка

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень ТО (ТО-1). В зону действия ТО войдут выводы обмотки ВН (10 кВ), часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне ВН (10 кВ).

Ток срабатывания ТО Т – $I_{О.Т}$ выбирается по двум условиям.

1 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0.4 кВ):

$$I_{О.Т(1)} = k_{ОТС(1)} \cdot I_{К.МАКС.НН}^{(3)} = 1,48 \cdot 1,15 = 1,702 \text{ кА}, \quad (41)$$

где $k_{ОТС(1)} = 1,1-1,15$ коэффициент отстройки.

2 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включение трансформатора под напряжение:

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} \quad (42)$$

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 11} = 83,98 \text{ А}$$

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = 1,15 \cdot 7,05 \cdot 83,98 = 660,13 \text{ А.}$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям:

$$I_{О.Т} = \max\{I_{О.Т(1)}; I_{О.Т(2)}\} = \max\{1702; 660,13\} = 1702 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К.МИН.ВН}^{(3)}}{I_{О.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12608}{1702} \cdot 1 = 6,415$$

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

По пункту 3.2.21.8 [2] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{T.HOM.BH} = \frac{k_n \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM.BH}} = \frac{1.4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 11} = 117,57 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [12].

$$I_{1.HOM.TT} = 150 \text{ А}, I_{2.HOM.TT} = 5 \text{ А},$$

$$n_T = \frac{I_{1.HOM.TT}}{I_{2.HOM.TT}} = 30.$$

$$I_{O.T(2)} = \frac{I_{O.T}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{1702}{30} \cdot 1 = 56,733 \text{ А}$$

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

Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,25 до 175 А вторичного тока при $I_{2.HOM.TT} = 5 \text{ А}$.

Выдержка времени ТО Т $t_{0.T} = 0 \text{ с}$.

По ПУЭ [п. 3.2.54] ТО действует на отключение Т с помощью выключателя ВН в КРУ и автомата НН, действуя на его цифровой расцепитель.

Таблица 38 – Уставки ТО трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
ТО - 1	вкл	Ввод в работу ступени ТО -
Иср. ТО - 1	56,733 А	Ток срабатывания ТО - 1
Тср. ТО - 1	0,00 с	Время срабатывания ТО - 1

7.2.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального тока нагрузки (с учетом работы АВР секционного автомата 0,4 кВ, тогда трансформатор будет работать с перегрузкой 140% $I_{T.HOM.BH}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{MT3.T} = k_{H.C} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{T.PAB.MAKC} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 117,57 = 222,28 \text{ А} \quad (43)$$

где $k_{H.C} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН;

$k_H = 1,1$ – коэффициент надежности;

$k_C = 1,5$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

$k_B = 0,96$ – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства.

Оценим чувствительность МТЗ трансформатора при двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$k_{ч} = \frac{I_{K.MIN.HH}^{(3)}}{I_{MT3.T}} \cdot k_{OT.CX.D-11}^{(2)} = \frac{1454}{222,28} \cdot 0,5 = 3,27$$

где $k_{\text{от.ч.сх.д/у}}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр.

Нормативное значение $k_{\text{ч}}$ для МТЗ по пункту 3.2.31.1 [2] около 1,5.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.Т(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{222,28}{30} \cdot 1 = 7,409 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон – 1 до 200 А.

Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового ресцепителя автомата ввода НН:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t \quad (44)$$

где Δt – ступень селективности.

Выберем исполнение автоматов НКУ 0,4 кВ и их цифровых расцепителей.

Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3233,16 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{СВ.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А.}$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = 38,85 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 38,85 = 87,91 \text{ кА}$$

где $K_{\text{уд}} = 1,6$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.3]

Выбираем к установке НКУ 0,4кВ «Ассоль» [19] производства ЗАО «Электронмаш» г. Санкт Петербург допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Еmax2.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}} = 38,55^2 \cdot 1 = 1509,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 39 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	3233,16	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000
-	-	-	-
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	87,91	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	132
-	-	-	-
$Вк, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3233,16	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 60^2 \cdot 1 =$	3600 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели Еmax2 Е2.2 N с каталожными данными [20]:

Таблица 40 – Параметры Еmax2 Е4.2 V

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{в.нн.раб.макс}}, \text{А}$	3233,16	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	4000
$I_{\text{св.нн.раб.макс}}, \text{А}$	2309,4	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	87,91	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	132
$Вк, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1509,32	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 65^2 \cdot 1 =$	3600 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем расцепитель Еkip Dip LSIG.

Степень селективности между автоматическими выключателями Еmax2 допускается принимать равно 0,1 с. Следовательно, можно принять выдержки времени МТХ на автоматических выключателях НКУ:

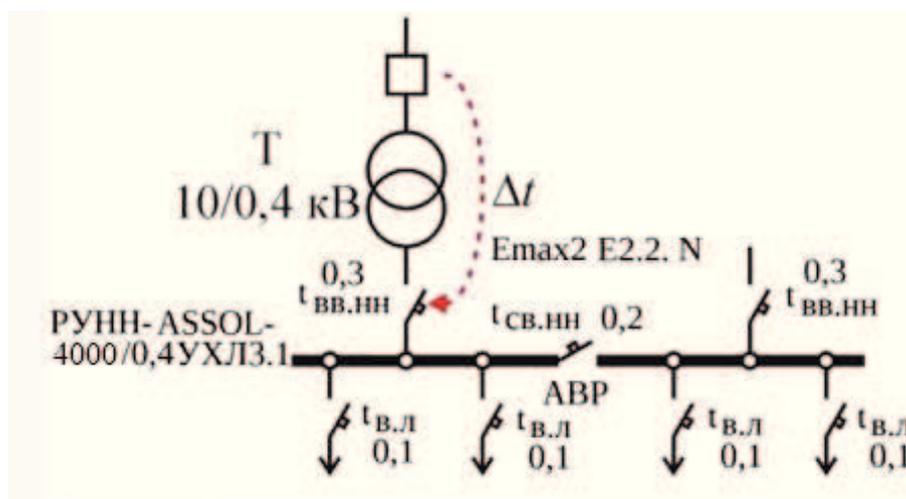


Рисунок 14 – НКУ «Ассоль» 0,4 кВ.

Определим ступень селективности между МТЗ стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{откл.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} + t_{\text{погр.мтз.т}} + t_{\text{возв.мтз.т}} + t_{\text{зап}} \\ = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 = 0,242 \text{ с.}$$

где $t_{\text{откл.ав.в.нн}} = 0,04$ с – время отключения автомата ввода НН трансформатора, по каталогу[15];

$t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03$ с – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН трансформатора, 10% от уставки, но не более 0,04с, по каталогу[20];

$t_{\text{погр.мтз.т}} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012$ с – погрешность выдержки времени МТЗ трансформатора при уставках свыше 0,5 с;

$t_{\text{возв.мтз.т}} = 0,06$ – время возврата МТЗ трансформатора;

$t_{\text{зап}} = 0,1$ – время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.т}} = t_{\text{МТЗ.ав.в.нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ с.}$$

Примем выдержку времени МТЗ равной 0,6 с.

Таблица 41– Уставки МТЗ трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-
Иср. МТЗ-1	7,409 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	0,60 с	Время срабатывания МТЗ-1

7.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действующая на сигнал выполнена на ступени МТЗ -2. Ток срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.т}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном.вн}} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 83,978 = 91,85 \text{ А,}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}} = 0,96$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t_{\text{ЗП.т}} = 9$ с – по методическим указаниям НТЦ «Механотроника»

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.т(2)}} = \frac{I_{\text{ЗП.т}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{91,85}{15} \cdot 1 = 3,06 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,25 до 200 А.

Таблица 42 – Уставки ЗП трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-2	незав	Ввод в работу ступени МТЗ-2 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-2 на откл	Откл	МТЗ-2 действует на сигнал
Иср. МТЗ-2	3,06 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср. МТЗ-2	9,00 с	Время срабатывания МТЗ-2

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

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ стороне 0,4 кВ трансформатора изложенной в [21].

Для трансформатора 10/0,4 кВ со схемой соединения Δ/Y_0 – величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой, поэтому ток о/ф КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам трансформатора, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ на $\sqrt{3}$:

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{1454}{\sqrt{3}} = 839,467 \text{ А.} \quad (45)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{839,467}{222,28} = 3,78$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора достаточна и специальная защита ТЗНП от о/ф КЗ на стороне 0,4 трансформатора может не выполняться

7.2.5 УРОВ

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$.

Уставки УРОВ вычисляются по методикам ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования.

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,09 \cdot 83,978 = 7,558 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{7,558}{30} \cdot 1 = 0,252 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,25 до 5 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}},$$

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

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 60 мс.

Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс.

Для выключателя ВБ-10-ПЗ ZETO производства «Зето» по РЭ полное время отключения составляет не более 60 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,06 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,214 \text{ с}$$

Таблица 43– уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Исп	0,252 А вторичных	Ток срабатывания
МТЗ-2	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-2
Вн.откл.	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Вкл	Функция УРОВ задействована

7.3 КЛ 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЦА терминала КЛ питающей цех.

Типоисполнение устройства РЗА БРМЗ-152-КЛ-01. Схема сети и некоторые исходные данные для расчета представлены на рисунке 15.

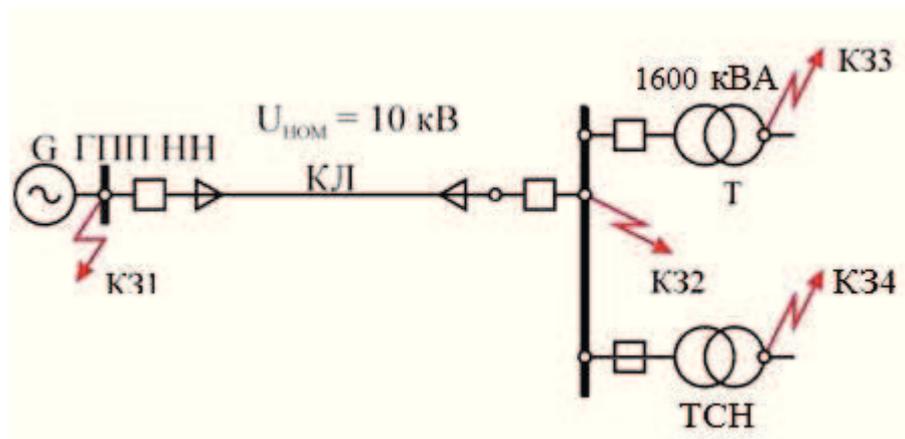


Рисунок 15 – КЛ питающая цех

Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 9.3 представлены в таблице 9.13.

Таблица 44 – токи КЗ

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ1...КЗ4, приведенное к стороне 10 кВ, А			
	КЗ1	КЗ2	КЗ3	КЗ4
Максимальный режим	16607	14700	1480	2
Минимальный режим	14481	12608	1454	2

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-КЛ-01 [22]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[23]

7.3.1 Токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки КЛ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \quad (46)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени установленных на ЛЭП и трансформаторах, при использовании цифровых реле, можно принять 1,1-1,15;

$I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта в максимальном режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 14,7 = 16,905 \text{ кА}$$

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

Рассмотрим выбор тока срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}} \quad (47)$$

где $k_{\text{БНТ}}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, зависящий от собственного времени срабатывания измерительного органа тока УРЗА. По рекомендации [23] $k_{\text{БНТ}} = 5$;

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

$k_{\text{У}} = 1.3 - 1.8$ – коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока ЭД;

$\sum I_{\text{Д.ПУСК}}$ – сумма пусковых токов тех ЭД цеха, которые участвуют в самозапуске.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 5 \cdot 8 \cdot 83,978 + 1,8 \cdot 5,5 \cdot 43,19 = 3,787 \text{ кА.}$$

7.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступени ТО. ТОВВ можно реализовать на 2 ступени токовой отсечки.

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е трансформатора 10/0,4 кВ и ЭД цеха:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \max\{I_{\text{ТО.Д}}; I_{\text{ТО.Т}}\} = 1,1 \cdot \max\{1702; 443,13\} = 1,872 \text{ кА}$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности согласования равный 1.1 [19].

По второму условию ток срабатывания ТОВВ отстраивается от максимально-допустимого пускового тока. В рассматриваемом случае ЭД запускается поочередно следовательно:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \left(\sum I_{\text{Т.НОМ}} + \sum I_{\text{Д.ПУСК}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} \right) \quad (48)$$

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} \geq 1 \cdot ((8 \cdot 83,978) + (1 \cdot 5,5 \cdot 43,19) + (3 \cdot 43,19)) = 1128 \text{ А,}$$

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

$\sum I_{\text{Д.НОМ}}$ – суммарный номинальный ток ЭД уже запущенных;

$\sum I_{\text{Т.НОМ}}$ – суммарный номинальный ток Т.

Определяющим является первое условие: $I_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 1,872 \text{ кА.}$

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

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,608 = 10,919 \text{ кА.}$$

$$k_{\text{ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{10919}{1872} \cdot 1 = 5,83.$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = 1$ – коэффициент чувствительность схемы соединения ТТ и ИО тока неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе к двухфазным КЗ.

Коэффициент чувствительности больше нормативного, т.е. рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке.

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

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = N_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 8 \cdot 83,978 + 4 \cdot 43,19 = 844,58 \text{ А}$$

Выбираем ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 1000 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{Т}} = 1000/5$.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1872 \cdot 5}{1000} = 9,36 \text{ А}.$$

Доступный диапазон задания уставки по току ТО-2: $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} =$ от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО ЭД и трансформатора цеха. Так как в терминалах серии БМРЗ-152-КЛ-01 возможна установка выдержки времени равно нулю, то время действия ТО ЭД и трансформатора цеха определяется временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t_{(1)} \quad (49)$$

Кроме того по 2 условию должна быть обеспечена селективность при КЗ на шинах цеха и срабатывание ЛЗШ, т.е:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t_{(2)} \quad (50)$$

где $t_{\text{ЛЗШ}}$ – выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя.

Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для 2 условия:

$$\Delta t_{(2)} = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с}.$$

где $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0,05 \text{ с}$ – полное время отключения вводного выключателя цеха;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,02 \text{ с}$ – погрешность органа времени;

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} = 0,04 \text{ с}$ - время возврата ИО тока ТОВВ;

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

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 0,1 + 0,24 = 0,34 \text{ с.}$$

Таблица 45 – Уставки ТОВВ

Уставка	Значение	Описание
Раб. ТО-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени ТО-2
Иср ТО -2	9,36 А вторичных	Ток срабатывания ТО-2
Тср ТО-2	0,34 с	Время срабатывания ТО-2

7.3.3 МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступень МТЗ. Выполним МТЗ на МТЗ-2 – второй ступени МТЗ.

Так как ТОВВ по расчету является основной защитой КЛ, то в данном случае МТЗ выполняет функцию дальнего резервирования. В связи с этим, целесообразно выдержку времени сделать независимой.

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

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}},$$

где $k_{\text{Н}} = 1.1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле[19];

$k_{\text{В}} = 0,96$ -коэффициент возврата ИО по току;

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки.

Коэффициент самозапуска для КЛ к РУ цеха может быть определен как:

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{\text{СЗ}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (51)$$

где $N_{\text{СЗ}}$ – количество ЭД участвующих в самозапуске.

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{5,5 \cdot 1 \cdot 715,9 + 8 \cdot 1600}{4 \cdot 715,9 + 8 \cdot 1600} = 1,078.$$

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{1,1 \cdot 1,078}{0,96} \cdot 844,58 = 1043,23 \text{ А.}$$

Так как РУ цеха подключено через вводной выключатель, требуется согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 1043,23 = 1147,56 \text{ А}, \quad (52)$$

где $k_{\text{НС}} = 1.1$ – коэффициент надежности согласования;

$I_{\text{МТЗ.ВВ}}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранной по первому условию.

Оценим чувствительность МТЗ КЛ.

Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах РУ цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{10919}{1147,56} \cdot 1 = 9,5$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме за трансформатором 10/0,4 кВ, подключенном к шинам РУ цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.Д}}^{(2)} = \frac{1259,2}{1147,56} \cdot 1 = 1,097$$

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

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН цеха. Время срабатывания предохранителя $t_{\text{ПКТ}} < 0,01\text{с}$, поэтому в дальнейшем наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха.

Выдержка времени МТЗ ВВ цеха независимая, отстроенная от МТЗ трансформаторов цеха 10/0,4 кВ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. Выдержка времени МТЗ трансформаторов цеха составляет 0,6 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА Механотроника была определена выше и составляет 0,24 с.

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0,6 + 0,24 = 0,84.$$

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

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0,84 + 0,24 = 1,08.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{14700}{1147,56} = 12,81$$

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

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

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

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов. Для экстремально инверсной характеристики терминала БМРЗ-152-КЛ-01.

По данным РЭ при использовании МТЗ с зависимой выдержкой времени погрешность органа времени существенно выше (до 13% при кратности тока от 2 до 5), что увеличивает погрешность.

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t_{\text{уточн}} = 0,84 + 0,24 + 0,1204 = 1,2 \text{ с округлим до } 1,2 \text{ с.}$$

По РЭ время срабатывания УРЗА БМРЗ-152-КЛ-01 настроенного на сильно инверсную характеристику определяются формулой:

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 13,5}{K_{\text{МТЗ.КЛ}} - 1} \text{ с,} \quad (53)$$

где k – временной коэффициент, т.е. уставка по времени.

Определим уставку, обеспечивающую расчетную выдержку времени $t_{\text{МТЗ.КЛ}}$ при кратности $K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}}$:

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{13,5} (K_{\text{МТЗ.КЛ}} - 1) = \frac{1,2}{13,5} (12,81 - 1) = 1,05 \text{ с.} \quad (54)$$

Временной коэффициент входит в допустимы диапазон.

Из-за округления фактическое значение времени срабатывания МТЗ КЛ в конце линии будет:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 13,5}{K_{\text{МТЗ.КЛ}} - 1} = \frac{1,05 \cdot 13,5}{(12,81 - 1)} = 1,2 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{16607}{1147,56} = 14,47$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 13,5}{K_{\text{МТЗ.КЛ}} - 1} = \frac{1,05 \cdot 13,5}{14,47 - 1} = 1,052 \text{ с.}$$

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

Таблица 46 - промежуточные значения выдержек времени

Ток, А	16607	16000	15000	14000	13000	12000
Выдержка времени, с	1,05	1,095	1,17	1,266	1,37	1,49

Как видно при уменьшении тока, расчетная сильно инверсная выдержка времени резко возрастает.

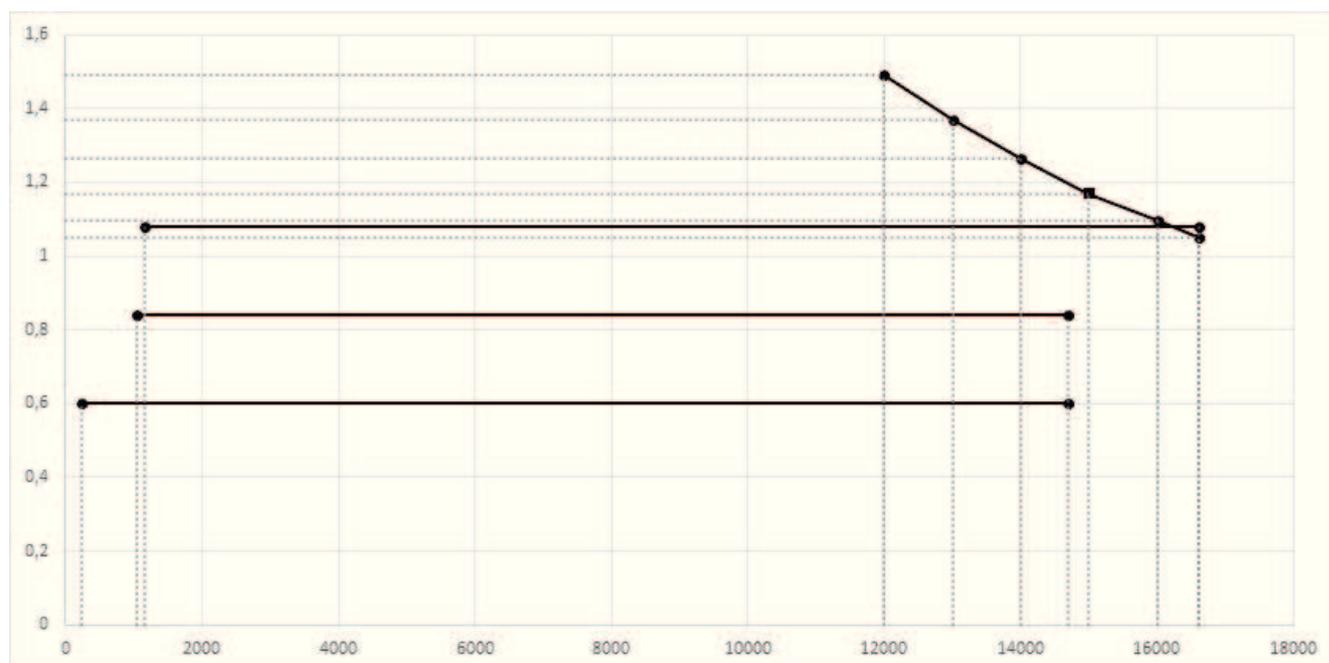


Рисунок 16 - Карта селективности для МТЗ КЛ.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1147,56}{200} \cdot 1 = 5,74 \text{ А.}$$

Таблица 47 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-3	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	5,74 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	1,08 с	Время срабатывания МТЗ-2
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	не предусмотрено	Ускорение МТЗ-2 не предусмотрено
Характеристика	Сильно инверсная	МТЗ-2 С СИ характеристикой

7.3.4 Защита от ОЗЗ

Так как в данной работе сеть с компенсированной нейтралью, то целесообразно установить централизованную сигнализацию.

7.3.5 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 844,58 = 42,299 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{42,229}{200} = 0,21 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ(2)ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,06 + 0,05 + 0,004 + 0,1 \\ = 0,214 \text{ с}$$

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

$t_{\text{ВОЗР.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

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

Таблица 48 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Контроль РПВ	не предусмотрен	УРОВ не контролирует положение выключателя по блок-контактам
ВО на УРОВ	не предусмотрено	Внешнее отключение не задействовано в схеме
Кон. тока УРОВ	не предусмотрено	Контроль по току при действии УРОВ на себя не предусмотрен
ВнУРОВВышВыкл	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
Иср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,214 с	Время срабатывания УРОВ

7.4 СВ 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-СВ-01 [23]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[18]

7.4.1 МТЗ

В рассматриваемом УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ -1.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

Отстройка от суммарного максимального тока 1 или 2 секции (какой больше), в данном случае нагрузка цехов одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1.1 \cdot 1,078}{0,96} \cdot 844,58 = 1043,23 \text{ А} \quad (55)$$

где $k_H = 1.1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата ИО по току;

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки цеха.

Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 1147,56 = 1262,32 \text{ А} \quad (56)$$

Определяющим является второе условие.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14481}{1262,32} \cdot 1 = 9,935. \quad (57)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, поэтому пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительность в зоне резерва при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах цеха:

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12608}{1262,32} \cdot 1 = 8,65. \quad (58)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, надежное резервирование обеспечено.

В ячейке КРУ СВ выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 1500 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 1500/5$.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{1262,32}{300} = 4,208 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-1: $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = \text{от } 1 \text{ до } 200 \text{ А}$ вторичного тока.

Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к цеху при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ.

Так как выдержка времени МТЗ КЛ независимая, МТЗ СВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ КЛ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{отк.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возв.ио.т.}} + t_{\text{зап.}}$$

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с.}$$

где $t_{\text{отк.ВВ}} = 0,06 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя КЛ.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,08 + 0,24 = 1,32 \text{ с.}$$

Таблица 49 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	4,208 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-2	1,32 с	Время срабатывания МТЗ-1

7.4.2 Логическая защита шин

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

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14484}{1.5} \cdot 1 = 8360,6 \text{ А} \quad (59)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{8360,6}{300} = 27,87 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет.

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с,}$$

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} = 0,05 \text{ с}$ – время срабатывания измерительного органа тока;

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,05 \text{ с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики;

$t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т}} = 0,025 \text{ с}$ – время возврата ИО;

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

Таблица 50 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	27,87 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-	0,225 с	Время срабатывания МТЗ-2

7.4.3 АВР

Так как штатной функции АВР у рассматриваемого УРЗА нет, АВР выполняется с помощью программируемой схемы логики (ПСЛ).

При снижении междуфазных напряжений (всех) одной из секций шин НН ПС ниже уставки ЗМН более выдержки времени $t_{ЗМН}$, УРЗА ТН секции подает команду на отключение вводного выключателя данной секции.

По факту отключения вводного выключателя, УРЗА данного ВВ подает команду на включение СВ, при наличии напряжения на другой секции шин.

АВР СВ может быть выведен из работы оперативной командой а также заблокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ.

Поясняющая схема и упрощенный пример алгоритма АВР СВ на ПСЛ рассматриваемого УРЗА.

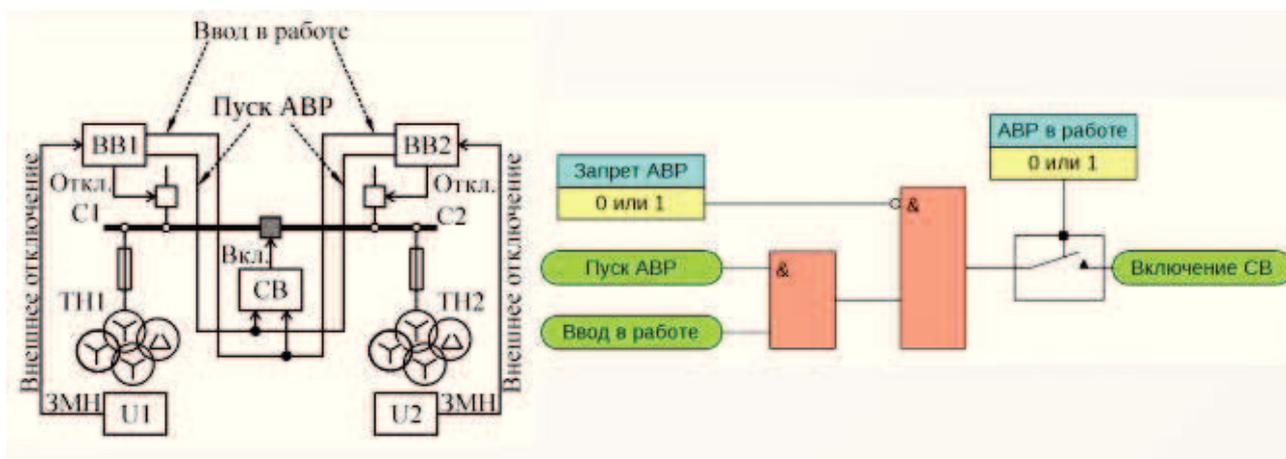


Рисунок 17 – Схема АВР и алгоритм работы АВР СВ

7.4.4 УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 844,58 = 42,23 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{уров(2)} = \frac{I_{уров}}{n_T} = \frac{42,23}{300} = 0,14 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнение фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{уров(2)ФАКТ} = 0,25 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,06 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,214 \text{ с}$$

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

$t_{\text{возв.уров}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{погреш.уров}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Таблица 51 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,214 с	Время срабатывания УРОВ

7.5 ВВ 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-ВВ-01 [24]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [18]

Так как МТЗ СВ с которой МТЗ ВВ согласовывается по времени выполнена с независимой выдержкой времени, то для выполнения МТЗ ВВ выбираем 1 ступень МТЗ рассматриваемого УРЗА. Для выполнения обязательной функции ускорения МТЗ при включении на КЗ используется 2 ступень.

7.5.1 1 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ -1 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 1262,325 = 1388,55 \text{ А.} \quad (60)$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14481}{1388,55} \cdot 1 = 9,03 \quad (61)$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения, значит пуск по напряжению не требуется.

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{ч.МТЗ-1.ВВ.03Д} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}^{(3)}}{I_{МТЗ-3.ВВ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 12608}{1388,55} \cdot 1 = 7,86. \quad (62)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТШЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.НОМ.ТТ} = 3000$ А, $I_{2.НОМ.ТТ} = 5$ А, $n_T = 3000/5$.

Вторичный ток срабатывания:

$$I_{МТЗ-1.ВВ(2)} = \frac{I_{МТЗ-1.ВВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1388,55}{600} \cdot 1 = 2,31 \text{ А}. \quad (63)$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений. В данном случае от времени срабатывания МТЗ СВ.

Так как выдержка времени МТЗ СВ независимая, МТЗ ВВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ СВ на ступень селективности.

$$t_{МТЗ-1.ВВ} = t_{МТЗ.СВ} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{ОТК.ВВ} + 2 \cdot t_{ПОГРЕШ.ОВ} + t_{ВОЗВ.ИО.Т.} + t_{ЗАП},$$

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с}.$$

$$t_{МТЗ-1.ВВ} = 1,32 + 0,24 = 1,56 \text{ с}.$$

Таблица 52 – Уставки МТЗ -1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 1	введена	Ступень МТЗ-1 введена в действие
Иср МТЗ -1	2,31 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ - 1
Тср МТЗ -1	1,56 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Выведена	1 ОВ МТЗ-1 не задействован
Выдержка Т2	Введена	2 ОВ МТЗ-1 задействован

7.5.2 2 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{МТЗ-1.ВВ} = I_{МТЗ-2.ВВ} = 1388,55 \text{ А}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$I_{МТЗ-2.ВВ} = t_{УСТ.МАКС} = 180 \text{ с}.$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорение равна минимально допустимой:

$$I_{МТЗ-2.УСКОР} = t_{УСТ.УСКОР} = 0,1 \text{ с}.$$

Таблица 53– Уставки МТЗ -2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 2	введена	Степень МТЗ21 введена в действие
Иср МТЗ -2	2,31 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ -
Тср МТЗ -1	1,56 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Введена	1 ОВ МТЗ-1 задействован
Выдержка Т2	Выведена	2 ОВ МТЗ-1 не задействован
Т1 прямое	180 с	Уставка по времени 1 ОВ МТЗ - 1
Ускорение	Введено	Введено ускорение МТЗ-2 при включение выключателя
Т ускр	0,1	Выдержка времени МТЗ-2

7.5.3 ЛЗШ

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

$$I_{ЛЗШ} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН.НН.ПС}^{(3)}}{k_{Ч.Н}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14881}{1.5} \cdot 1 = 8360,6 \text{ А} \quad (64)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{МТЗ.СВ(2)} = \frac{I_{МТЗ.СВ}}{n_T} = \frac{8360,6}{600} = 13,9 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} \geq t_{СРАБ.ИО.Т} + t_{ПОГРЕШ.ОВ} + t_{ВОЗВ.ИО.Т} + t_{ЗАП}$$

$$t_{ЛЗШ} \geq 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,225 \text{ с,}$$

Таблица 54 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ
Ток срабатывания ЛЗШ	13,9 А	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,225 с	Время срабатывания ЛЗШ

7.5.4 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 844,58 = 42,23 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{42,23}{600} = 0,007 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ(2)ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,06 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,214 \text{ с}$$

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

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Таблица 55 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Иср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,214 с	Время срабатывания УРОВ

7.6 ТН 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ТН-01 [25]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [18]

7.6.1 Пуск по напряжению МТЗ.

Напряжение срабатывания реле фильтра обратной последовательность

$$U_{\text{ВМБ.У2}} = 6 \text{ В.}$$

Допустимый диапазон от 5 до 20В.

Напряжение срабатывания (вторичное) реле линейных напряжений:

$$U_{\text{ВМБ.УЛ}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{В}}} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В}, \quad (65)$$

где $U_{\text{МИН}} = 85 \text{ В}$ – минимальное напряжение на шинах НН ПС в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{В}} = 1,07$ – коэффициент возврата.

Допустимый диапазон от 20 до 80 В.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к цеху.

По каталогу изготовителя кабеля:

– $R_{\text{уд.кл}} = 0,164 \text{ Ом/км}$;

– $X_{\text{уд.кл}} = 0,099 \text{ Ом/км}$;

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд.кл}} = \sqrt{R_{\text{уд.кл}}^2 + X_{\text{уд.кл}}^2} = \sqrt{0,164^2 + 0,099^2} = 0,192 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (66)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{\text{кл.мин.реж}} = \frac{Z_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{N_{\text{ц}} - 1} = \frac{0,192 \cdot 1,5}{4 - 1} = 0,096 \text{ Ом}. \quad (67)$$

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

$$U_{\text{л.ост}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{кл.мин.реж}} \cdot I_{\text{кз.мин.кл}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,096 \cdot 12,608 = 2,1 \text{ кВ}.$$

Вторичное напряжение при этом составит $U_{\text{л.ост}(2)} = 21 \text{ В}$, так как коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}/100$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ВМБ.УЛ}}}{U_{\text{л.ост}(2)}} = \frac{66}{21} = 3,14.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного по пункту 3.2.21.1 [1].

7.6.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю.

УКИ в рассматриваемом УРЗА выполнено двухступенчатым.

Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [33]:

$U_{033 \text{ РН1 } 3U_0} = 15\text{В}$ (вторичное), допустимый диапазон 5 – 99 В.

Время срабатывания 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [26]:

$$t_{033 \text{ Т1}} = 9 \text{ с, допустимый диапазон } 0,03 - 99,99\text{с.}$$

7.6.3 ЗМН

Первая ступень ЗМН используется для отключения ВВ секции шин 10 кВ при исчезновении напряжения, одновременно запуская схему АВР СВ.

Напряжение срабатывания, рекомендуемое [18]:

$$U_{\text{ЗМН РН1}} = 30 \text{ В.}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН Т1}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{МАКС.РЗ}}$ – наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания;

Δt – степень селективности.

ПО по напряжению АВР может сработать при трехфазном КЗ в конце отходящих от секции шин НН ПС КЛ (в макс. или мин. режимах). Максимальное время действия защиты при этом не превысит выдержки времени МТЗ трансформатора. У резервной защиты трансформатора БМРЗ-ТР, производства «Механотроника» МТЗ оснащена только независимыми характеристиками (по РЭ), что значительно упрощает расчеты.

Определим степень селективности между ОВ 1 ступени ЗМН и МТЗ трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГР.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot (0,012 + 0,016) + 0,04 + 0,1 = 0,256 \text{ с}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} = 0,045 \text{ с.}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ПОГР.ОВ}} = 0,012 \text{ с}$ – погрешность МТЗ Т;

$t_{\text{ПОГР.ОВ.ЗМН}} = 0,016 \text{ с}$ – погрешность МТЗ ЗМН;

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,04 \text{ с}$ – время возврата ИО напряжения;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН Т1}} = 0,6 + 0,256 = 0,856 \text{ с.}$$

Вторая ступень используется для отключения части ЭД секции с целью облегчения самозапуска оставшихся включенными ЭД. По рекомендациям и ПУЭ напряжение срабатывания выбирается равным 70В. Выдержка времени 0,5 с.

Контроль наличия напряжения на секции применяется при некоторых вариантах реализации АВР, когда требуется контроль наличия питания на резервном источнике. По рекомендации [18] напряжение срабатывания $U_{ЗМН.РН} = 65В$.

7.7 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [27], входящий в состав шкафа ШЗТ-МТ.

7.7.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Для выбора номинального тока ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток $I_{ВХ.РАСЧ}$ по выражению:

$$I_{ВХ.РАСЧ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} \quad (68)$$

Со стороны ВН:

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

Со стороны НН:

$$I_{ВХ.РАСЧ.НН} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4398,86 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки вне зависимости от схемы соединения ОРУ ВН ПС:

$$I_{1.НОМ.ТТ.ВН} \geq \frac{k_{П} \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 562,28 \text{ А}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА, принято 5 А. С сайты фирмы[28] ТТ ТРГ-УЭТМ-110-600/5 Следовательно:

$$K_{1.ВН} = \frac{600}{5}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам:

$$I_{1.НОМ.ТТ.НН} \geq \frac{k_{П} \cdot S_{НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3079,2 \text{ А}$$

С сайты фирмы[12] «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТОЛ-М 10 – 4000/5.

Следовательно:

$$K_{1.НН} = \frac{4000}{5}.$$

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{ВХ.РАСЧ.ВН(2)} = \frac{I_{ВХ.РАСЧ.ВН}}{K_{1.ВН}} = \frac{401,63}{120} = 3,34 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{ВХ.РАСЧ.НН(2)} = \frac{I_{ВХ.РАСЧ.НН}}{K_{1.НН}} = \frac{4398,86}{800} = 5,5 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации.

Номинальный ток ПТН $I_{НОМ.ВН}=3,5 \text{ А}$;

Номинальный ток ПТН $I_{НОМ.НН}=5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot K_{ОТС} \cdot (\varepsilon + U_{РЕГ} + F_{РЕГ}), \quad (69)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;

ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1;

$U_{pec} = 0,05$ для чувствительной уставки. Для грубой 0,12;

$F_{выр}$ - относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

Для чувствительной уставки:

$$I_{ДЗТ.НАЧ.Ч} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{ДЗТ.НАЧ.Г} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{ДЗТ.НАЧ}=0,2 \text{ А}$.

Расчет коэффициента торможения $K_{ТОРМ.2}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ}$ выполняется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + U_{РЕГ} + F_{ВЫР}, \quad (70)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{пер}$ это расчетная величина, зависящая от погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, а именно влияет предельная кратность K_{10} . Для этого оценим коэффициент K_{10} для сторон ВН и НН по выражению:

$$K_{10.0ТН} = \frac{I_{1.НОМ.ТА} \cdot K_{10}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (71)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.0ТН} = \frac{600 \cdot 20}{562,28} = 21,34.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.0ТН} = \frac{4000 \cdot 20}{3079,2} = 25,98.$$

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $K_{10.0ТН} > 20$, то принимается $K_{пер} = 2,0$

Определяем ток небаланса для чувствительной уставки:

$$I_{НБ.РАСЧ.Ч} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28.$$

Определяем ток небаланса для грубой уставки:

$$I_{НБ.РАСЧ.Г} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03 = 0,35.$$

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{ДЗТ.НАЧ}. \quad (72)$$

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного $1,5 I_{НОМ}$.

Для чувствительной уставки:

$$K_{ТОРМ2.Ч} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2.Ч} = 0,35$

Для грубой уставки:

$$K_{ТОРМ2.Г} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,35 - 0,2 = 0,48.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{ТОРМ.2} = 0,48$

Коэффициент торможения $K_{ТОРМ.3}$ на третьем участке выбирается с учётом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса. Методика точного расчета с учётом всех влияющих факторов сложна. В руководстве рекомендуется целесообразное использование следующих приближенных значений: для трансформаторов

мощностью 25 МВА и менее следует принять $K_{\text{торм.3}}$ равным 0,7; для трансформаторов мощностью 40 МВА и более следует принять $K_{\text{торм.3}}$ равным 0,9.

В данном случае установлен трансформатор мощностью 32 МВА, что более 25 МВА, поэтому $K_{\text{торм.3}}$ принимается равным 0,9.

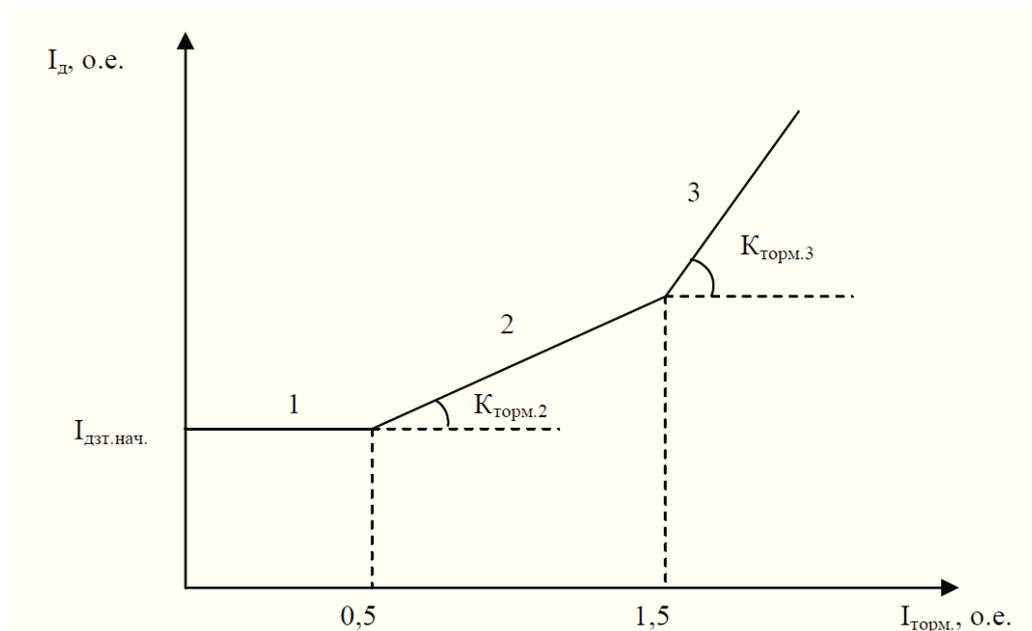


Рисунок 18 – Тормозная характеристика

7.7.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{\text{ипб}}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется значение $K_{\text{ипб}}$, равное 0,38

7.7.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ определяется соотношением:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{d.\text{min}}}{I_{\text{дзт.нач}}}$$

где $I_{d.\text{min}}$ – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида.

Поскольку $I_{\text{дзт.нач}}$ меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается $K_{\text{ч}} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

7.7.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне $6 I_n$.

$$I_{\text{отс.ср1}} = 6 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 6 \cdot 562,28 = 3373,68 \text{ А} \quad (73)$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению:

$$I_{\text{отс.ср}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.внеш.мах}} \quad (74)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{\text{кз.внеш.мах}}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{\text{нб}}$ зависит от значений параметра $K_{10\text{отн}}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $K_{\text{нб}}$ равным 0,7.

$$I_{\text{отс.ср}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4452 = 3739,68 \text{ А.}$$

Выбираем наибольшее из двух значений $I_{\text{отс.ср}}$. С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{\text{отс.ср.втор}} = \frac{3739,68}{120} = 31,164 \text{ А.}$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём $K_{\text{ч}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.внеш.мин}}}{I_{\text{отс.ср}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2975}{3739,68} = 0,69$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её нужно вывести из работы.

7.7.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале БМРЗ-ТР.

Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС):

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{94750}{\sqrt{3} \cdot 115} = 475,69 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 475,69 = 509,67 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{509,67}{120} \cdot 1 = 4,25 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{МТЗ.ТР} = t_{МТЗ-1.ВВ} + \Delta t.$$

Определим степень селективности между МТЗ ТР и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{ОТК.ВВ} + 2 \cdot t_{ПОГРЕШ.ОВ} + t_{ВОЗВ.ИО.Т.} + t_{ЗАП.}$$

$$\Delta t = 0,06 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,274 \text{ с.}$$

$$t_{МТЗ.ТР} = 1,56 + 0,274 = 1,824 \text{ с.}$$

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{СР.2} = 0,5 \cdot U_{н.м.втор} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В.}$$

7.7.6 Расчет защиты от перегрузки

$$I_{СЗ.ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 237,845 = 245,83 \text{ А.}$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ.ПЕР(2)} = \frac{I_{СЗ.ПЕР}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{245,83}{120} \cdot 1 = 2,12 \text{ А.}$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{П.Т}=10$ с.

7.7.7 УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 237,845 = 11,89 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{уров(2)} = \frac{I_{уров}}{n_T} = \frac{11,89}{120} = 0,099 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе

ТТ и исполнение фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ}(2)\text{ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,06 + 0,05 + 0,004 + 0,1 \\ = 0,214 \text{ с}$$

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

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

8. ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам.

Рабочий максимальный ток трансформатора был посчитан ранее и равен 3079,2 А. Для стороны НН выбран «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТОЛ-М 10 – 4000/5.

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз.макс}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,452 \cdot 1,8 = 11,333 \text{ кА} \quad (75)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [13] при КЗ на присоединении ВН ПС $k_{уд} = 1,8$.

По данным [25], для ТОЛ-М 10 – 4000/5 ток электродинамической стойкости равен 100 кА.

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$B_{к.расч} = \left[I_{кз.макс}^{(3)} \right]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.}), \quad (76)$$

где $t_{рз}$ – расчетная выдержка времени МТЗ ВВ при КЗ на стороне ВН трансформатора; $t_{откл.в.}$ – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени была определена ранее и составила 1,824с.

По данным [20] полное время отключения ВВ составляет 60мс.

Расчетное значение $B_{к}$:

$$B_{к.расч} = \left[I_{кз.макс}^{(3)} \right]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.}) = [4,452]^2 \cdot (1,824 + 0,060) = 37,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По данным [35] ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 200, т.е:

$$B_{к.кат} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (77)$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется. Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ. Так как терминалы РЗА подключены к ТТ по схеме полная звезда, максимальное сопротивление нагрузки составит:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2Z_{пров} + Z_{конт}. \quad (78)$$

где $Z_{\text{РЕЛЕ}}$ – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{\text{ПРОВ}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [27] для терминалов серии БРМЗ - ТД составляет 0,2 ВА для $I_{2\text{НОМ}} = 5$ А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{\text{РЕЛЕ}} = \frac{S_{\text{ПОТ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,008 \text{ Ом} \quad (79)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}; \quad (80)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительного провода;

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

Для защит 110 кВ по данным длина соединительного провода не превышает 75-100 м, (выбираем 100 м).

Сопротивление соединительного провода для БРМЗ - ТД составит, соответственно:

$$Z_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}. \quad (81)$$

Переходное сопротивление контактов по данным [27] составит 0,05 Ом.

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{реле}} + 2Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,008 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,458 \text{ Ом}. \quad (82)$$

По данным [24] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 20, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 15 ВА или (15/25)=0,6Ом. Следовательно, допустимая кратность:

$$k_{10,\text{доп}} = k_{10\text{НОМ}} \cdot \frac{Z_{10,\text{НОМ}}}{Z_{\text{нагр}}} = 20 \cdot \frac{0,6}{1,458} = 8,23. \quad (83)$$

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{кз.макс}}^{(3)}}{I_{1,\text{НОМ}}} = \frac{4452}{3079} = 1,45. \quad (84)$$

$$k_{10,\text{доп}} \geq k_{\text{расч}}$$

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

9. РАСЧЕТ И ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИКИ

Согласно НТП, на ПС 110 кВ и выше питание УРЗА, устройств управления коммутационным оборудованием должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. На проектируемой подстанции необходимо применять одну аккумуляторную батарею и два зарядных устройства. На ТП 6-20 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ), в качестве источников для питания цепей защиты и управления должны использоваться ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

При этом, система ОПТ должна интегрировать в единое целое:

- а) источники питания в виде аккумуляторных батарей (АБ) и зарядных устройств (ЗУ), работающих в режиме постоянного подзаряда;
- б) приемно-распределительные щиты постоянного тока (ЩПТ) по числу АБ;
- в) кабели вторичной коммутации;
- г) потребители постоянного тока (ППТ), в том числе:
 - устройства релейной защиты и автоматики;
 - цепи управления высоковольтными аппаратами;
 - устройства противоаварийной автоматики;
 - АСУ ТП и ТМ (резерв);
 - аварийное освещение;
 - устройства связи (резерв).

Организация питания постоянным оперативным током устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

- при аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточении любой секции СОПТ, сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА от всех видов на защищаемом присоединении 110 кВ и выше и отключение любого выключателя 110 кВ и выше;

- селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в её цепях и отстройку от максимальной нагрузки;

- сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА и ПА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

А также, аккумуляторная батарея должна:

- быть стационарной свинцово-кислотной открытого (вентилируемого) типа по ГОСТ 26881-86 и МЭК 896-1-95;

- при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного 2-часового (не менее) разряда током нагрузки.

При этом ЗУ должны обеспечивать:

- уравнивающий заряд АБ в автоматическом режиме без превышения напряжения выше допустимого для всех ППТ;
 - уровень пульсаций не более значений, допустимых по условиям работы ППТ.
- Должна обеспечиваться возможность одновременной параллельной работы на стороне выпрямленного напряжения двух ЗУ с симметричным делением между ними суммарного тока нагрузки.

Система ОПТ должна иметь трехуровневую систему защиты:

- нижний уровень – защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т.п.). Для нижнего уровня защиты рекомендуется применение автоматических выключателей;
 - средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;
 - верхний уровень - защита шинок щита постоянного тока на вводе АБ.
- Защитные аппараты, устанавливаемые в пределах каждого уровня системы ОПТ, должны быть однотипными.

Защита СОПТ должна:

- выполняться с использованием в качестве защитных аппаратов: автоматических выключателей, предохранителей. Конструктивное выполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание;
- обеспечивать селективность всех уровней во всем диапазоне токов короткого замыкания;
- время отключения в СОПТ должно определяться с учетом:
 - при снижении напряжения на неповрежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, ниже напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения должно быть менее допустимого времени перерыва питания терминалов;
 - при снижении напряжения на неповрежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, выше напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения должно определяться термической стойкостью соединительных проводов и кабелей;
- обеспечивать чувствительность к дуговым коротким замыканиям в основной зоне и в зоне резервирования.
- обеспечивать резервирование защиты более низкого уровня защитами более высокого уровня.

Требования к щиту постоянного тока:

- для каждой аккумуляторной батареи должен предусматриваться отдельный щит постоянного тока;
- каждый ЩПТ должен иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения регламентных работ в системе ОПТ без отключения АБ (замена защитных устройств, снятие характеристик АБ и т.п.);
- каждый ЩПТ должен иметь секционные разъединители для перевода нагрузки с одной секции на другую в пределах одного ЩПТ;
- объединение секций разных АБ должно выполняться через два последовательно включенных коммутационных аппарата.

На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены устройства сигнализации и контроля, выполняющие следующие функции:

- регистрации аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в системе ОПТ;
- регистрации аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 сек;
- контроля напряжения на шинках постоянного тока и выдача сигнала о его повышении или понижении;
- контроля уровня пульсации напряжения на секции и выдача сигнала при увеличении;
- контроля уровня пульсации выше заданной уставки;
- контроля АБ и зарядно-подзарядных агрегатов;
- контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока;
- автоматизированного поиска замыканий на землю в сети постоянного тока;
- автоматического определения поврежденного (замыкание на землю) присоединения ЩПТ;
- контроля целостности всех предохранителей и аварийного отключения любого автоматического выключателя;
- генерирования «мигающего света» (при необходимости).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи можно разделить на следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка (аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения);
- временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима (токи нагрузки аварийного освещения и ЭД постоянного

тока). Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (для разрабатываемой подстанции – 180 минут).

- кратковременная нагрузка – длительностью не более 5с. (токи отключения и включения приводов выключателей и автоматов, а также пусковые токи ЭД и токи нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током).

Исходные данные для расчета АБ ПС 110 кВ по нагрузкам системы постоянного тока в аварийном режиме:

- постоянная нагрузка – 10А;
- аварийное освещение – 20А;
- привод выключателя ОРУ-110кВ – пусковой ток 100А.

Составим график аварийного режима

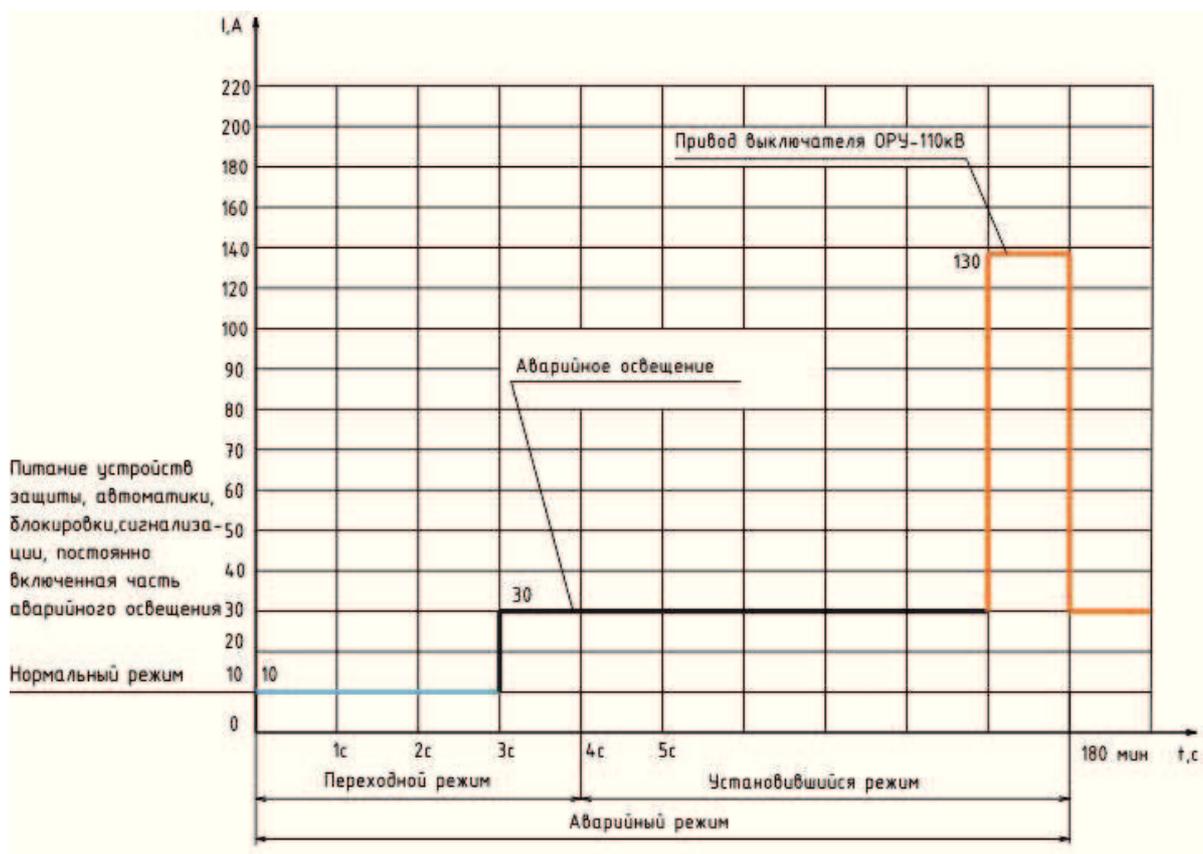


Рисунок 19 – График нагрузок аварийного двухчасового разряда.

Таким образом, по графику:

- время разряда - 180 мин.;
- установившийся ток аварийного разряда – 30 А;
- максимальный пиковый ток – 100 А;
- максимальный пиковый ток с учетом установившегося – 130 А.

Напряжение на шинах ЩПТ в режиме эксплуатации на 5% выше номинального:

$$U_{\text{ЩПТ}} = U_{\text{ЩПТ ном}} \cdot 1,05 = 220 \cdot 1,05 = 321 \text{ В.} \quad (85)$$

Режим подзаряда:

$$N = \frac{U_{\text{ЩПТ}}}{2,23} = \frac{231}{2,23} = 104 \text{ элемента.} \quad (86)$$

Далее необходимо выполнить расчет падения напряжения в сети постоянного тока и при необходимости добавить 1-2 элемента. Если уровень напряжения окажется недостаточным, тогда следует применить схему с разделением шин питания(ШП) и шин управления(ШУ). В этом случае привода выключателей подключаются к шинам ШП, которые включены на всю батарею, а остальные нагрузки на шинки ШУ, которые подключены к 104 элементам АБ. В последнее время наблюдается тенденция к снижению пусковых токов включения приводов выключателей, поэтому при проектировании новых подстанций оказывается достаточным применение АБ состоящей из 104 элементов.

Выбор емкости аккумуляторной батареи производится в следующем порядке:

1. Определяем установившийся ток в конце аварийного режима с учетом снижения емкости АБ:

$$I_{\text{уст1}} = \frac{I_{\text{уст}}}{(0,8 \cdot K_t)}; \quad (86)$$

где $I_{\text{уст}}$, А – установившийся ток аварийного режима;

0,8 – коэффициент емкости аккумуляторной батареи (в конце срока службы емкость составит 80%);

K_t - температурный коэффициент, зависящий от минимально возможной температуры в помещении.

$$I_{\text{уст1}} = \frac{30}{(0,8 \cdot 1)} = 37,5 \text{ А.}$$

2. Определяем эквивалентное время нагрузки с учетом броска тока в конце аварийного режима:

$$T_1 = \frac{I_{\text{уст1}} \cdot T_{\text{авар}}}{I_{T1}}; \quad (86)$$

где $T_{\text{авар}}$, мин – продолжительность аварийного режима;

$I_{T1} = I_T / 0,8$ А – максимальный толчковый ток в конце аварийного режима с учетом установившегося и учетом снижения емкости батареи к концу срока службы;

где I_T , А – максимальный толчковый ток в конце аварийного режима с учетом установившегося;

0,8 – коэффициент емкости аккумуляторной батареи;

$$I_{T1} = \frac{I_T}{0,8} = \frac{130}{0,8} = 162,5 \text{ А};$$

$$T_1 = \frac{37,5 \cdot 180}{162,5} = 41,5 \text{ мин.}$$

Далее необходимо взять разрядные характеристики предварительно выбранных типов батарей и посмотреть какой емкости нужно взять батарею, чтобы она выдержала ток пиковый ток 162,5А в течение 41,5 мин при напряжении 1,8 В/эл.

Конечное напряжение 1,80 В/эл - разряд, А														
Тип	30сек	1мин	2мин	3мин	5мин	7мин	10мин	15мин	20мин	30мин	1ч	3ч	5ч	10ч
3 GroE 75	135,6	135,6	135,6	135,6	129,0	123,3	108,0	94,8	84,0	70,2	48,0	22,5	15,3	7,5
4 GroE 100	180,8	180,8	180,8	180,8	172,0	164,4	144,0	126,4	112,0	93,6	64,0	30,0	20,4	10,0
5 GroE 125	226,0	226,0	226,0	226,0	215,0	205,5	180,0	158,0	140,0	117,0	80,0	37,5	25,5	12,5
6 GroE 150	271,2	271,2	271,2	271,2	258,0	246,6	216,0	189,6	168,0	140,4	96,0	45,0	30,6	15,0
7 GroE 175	316,4	316,4	316,4	316,4	301,0	287,7	252,0	221,2	196,0	163,8	112,0	52,5	35,7	17,5
8 GroE 200	361,6	361,6	361,6	361,6	344,0	328,8	288,0	252,8	224,0	187,2	128,0	60,0	40,8	20,0
9 GroE 225	406,8	406,8	406,8	406,8	387,0	369,9	324,0	284,4	252,0	210,6	144,0	67,5	45,9	22,5
10 GroE 250	452,0	452,0	452,0	452,0	430,0	411,0	360,0	316,0	280,0	234,0	160,0	75,0	51,0	25,0
11 GroE 275	497,2	497,2	497,2	497,2	473,0	452,1	396,0	347,6	308,0	257,4	176,0	82,5	56,1	27,5
12 GroE 300	542,4	542,4	542,4	542,4	516,0	493,2	432,0	379,2	336,0	280,8	192,0	90,0	61,2	30,0
13 GroE 325	587,6	587,6	587,6	587,6	559,0	534,3	468,0	410,8	364,0	304,2	208,0	97,5	66,3	32,5
14 GroE 350	632,8	632,8	632,8	632,8	602,0	575,4	504,0	442,4	392,0	327,6	224,0	105,0	71,4	35,0
15 GroE 375	678,0	678,0	678,0	678,0	645,0	616,5	540,0	474,0	420,0	351,0	240,0	112,5	76,5	37,5
16 GroE 400	723,2	723,2	723,2	723,2	688,0	657,6	576,0	505,6	448,0	374,4	256,0	120,0	81,6	40,0
17 GroE 425	768,4	768,4	768,4	768,4	731,0	698,7	612,0	537,2	476,0	397,8	272,0	127,5	86,7	42,5
18 GroE 450	813,6	813,6	813,6	813,6	774,0	739,8	648,0	568,8	504,0	421,2	288,0	135,0	91,8	45,0
5 GroE 500	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	555,0	500,0	457,5	390,0	280,0	137,5	92,5	53,5
6 GroE 600	684,0	684,0	684,0	684,0	684,0	684,0	666,0	600,0	549,0	468,0	336,0	165,0	111,0	64,2
7 GroE 700	798,0	798,0	798,0	798,0	798,0	798,0	777,0	700,0	640,5	546,0	392,0	192,5	129,5	74,9
8 GroE 800	912,0	912,0	912,0	912,0	912,0	912,0	888,0	800,0	732,0	624,0	448,0	220,0	148,0	85,6
9 GroE 900	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	999,0	900,0	823,5	702,0	504,0	247,5	166,5	96,3
10 GroE 1000	1140,0	1140,0	1140,0	1140,0	1140,0	1140,0	1110,0	1000,0	915,0	780,0	560,0	275,0	185,0	107,0
11 GroE 1100	1254,0	1254,0	1254,0	1254,0	1254,0	1254,0	1221,0	1100,0	1006,5	858,0	616,0	302,5	203,5	117,7
12 GroE 1200	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1332,0	1200,0	1098,0	936,0	672,0	330,0	222,0	128,4
13 GroE 1300	1482,0	1482,0	1482,0	1482,0	1482,0	1482,0	1443,0	1300,0	1189,5	1014,0	728,0	357,5	240,5	139,1
14 GroE 1400	1596,0	1596,0	1596,0	1596,0	1596,0	1596,0	1554,0	1400,0	1281,0	1092,0	784,0	385,0	259,0	149,8
15 GroE 1500	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1665,0	1500,0	1372,5	1170,0	840,0	412,5	277,5	160,5
16 GroE 1600	1824,0	1824,0	1824,0	1824,0	1824,0	1824,0	1776,0	1600,0	1464,0	1248,0	896,0	440,0	296,0	171,2
17 GroE 1700	1938,0	1938,0	1938,0	1938,0	1938,0	1938,0	1887,0	1700,0	1555,5	1326,0	952,0	467,5	314,5	181,9
18 GroE 1800	2052,0	2052,0	2052,0	2052,0	2052,0	2052,0	1998,0	1800,0	1647,0	1404,0	1008,0	495,0	333,0	192,6
19 GroE 1900	2166,0	2166,0	2166,0	2166,0	2166,0	2166,0	2109,0	1900,0	1738,5	1482,0	1064,0	522,5	351,5	203,3
20 GroE 2000	2280,0	2280,0	2280,0	2280,0	2280,0	2280,0	2220,0	2000,0	1830,0	1560,0	1120,0	550,0	370,0	214,0
21 GroE 2100	2394,0	2394,0	2394,0	2394,0	2394,0	2394,0	2331,0	2100,0	1921,5	1638,0	1176,0	577,5	388,5	224,7
22 GroE 2200	2508,0	2508,0	2508,0	2508,0	2508,0	2508,0	2442,0	2200,0	2013,0	1716,0	1232,0	605,0	407,0	235,4
23 GroE 2300	2622,0	2622,0	2622,0	2622,0	2622,0	2622,0	2553,0	2300,0	2104,5	1794,0	1288,0	632,5	425,5	246,1
24 GroE 2400	2736,0	2736,0	2736,0	2736,0	2736,0	2736,0	2664,0	2400,0	2196,0	1872,0	1344,0	660,0	444,0	256,8
25 GroE 2500	2850,0	2850,0	2850,0	2850,0	2850,0	2850,0	2775,0	2500,0	2287,5	1950,0	1400,0	687,5	462,5	267,5
26 GroE 2600	2964,0	2964,0	2964,0	2964,0	2964,0	2964,0	2886,0	2600,0	2279,0	2028,0	1456,0	715,0	481,0	278,2

Рисунок 20 – Разряд постоянным током АБ

По [29] выбираем аккумуляторную батарею 11GROE275

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для данной подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

Согласно действующим нормам на стороне ВН ПС была выбрана схема 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. На стороне НН выбрана схема 10-2 - две секционированные выключателями системы шин. Для стороны ВН тип нейтрали – эффективно заземленная, со стороны НН – компенсированная ($I_{сз} = 41,116 > 20$ А), 0,4 кВ – глухозаземленная. Выбрана КЛ АПвБП 4х185/25-10.

В соответствии с нормами на ПС источником ОПТ выбрана одна аккумуляторная батарея и два зарядных устройства. Выбраны ТСН: на стороне 10 кВ ($S_{сн} = 381,33$) ТМГ 630/10-У1 и предохранитель ПКТ-103-10-80-20, ТСН РУ (цеха) ($S_{сн} = 24$) ТМГ 25/10-У1 и предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5.

Рассчитаны ТКЗ в ручном режиме (для оценки соответствия программы) и с помощью программы ТоКо в максимально и минимальном режиме (для оценки чувствительности РЗ). Выбран силовой трансформатор ТРДН-80000/110-У1, трансформатор РУ (цеха) ТМГ 1600/10-У1. Секционные выключатели отключены

На стороне ВН выбраны выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединитель РПД-УЭТМ-110. На стороне НН были вобраны следующие выключатели и КРУ: ВВ – ВВ 10-ПЗ ZETO 4000/20, КРУ ZETO-10; СВ – аналогично; выключатель, отходящий к трансформатору 10/0,4 кВ – ВВ 10-ПЗ ZETO 630/20, КРУ ZETO-10; выключатель, отходящий к ЭД – ВВ 10-ПЗ ZETO 630/20, КРТУ ZETO-10; выключатель КЛ – ВВ 10-ПЗ ZETO 1250/20, КРТУ ZETO-10; резервный выключатель – ВВ 10-ПЗ ZETO 1250/20, КРТУ ZETO-10. КЛ проверена на термическую стойкость.

Выбрана элементная база РЗА, фирма-производитель «Механотроника» и виды РЗА для КЛ, ЭД, трансформатора 10/0,4 кВ, ВВ 10 кВ, СВ 10 кВ, шины 10 кВ, трансформатора 110/10 кВ, ВЛ 110 кВ. А также выбраны соответствующие терминалы из перечня фирмы-изготовителя и рассчитаны их уставки.

На допустимую погрешность проверен ТТ на стороне НН силового трансформатора и выбран источник ОПТ – АБ 11GROE275.

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.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
2. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
4. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе - http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
5. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть).
6. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
7. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012 – 376 с.
10. 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»
11. Руководящие указания по противоаварийной автоматике (ПА) энергосистем. (РД 34.35.113)
12. Типовые технические требования к трансформаторам, АТ классов напряжения 110-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.180.091-2011
13. Функционал блоков РЗА (таблица с кодами ANSI) <http://www.mtrele.ru/proektirovshhikam/funkczional-blokov-rza-tablicza-s-kodami-ansi.html>
14. Шкафы РЗА для подстанций 110-220 кВ. - http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/shkafi_dlya_podstanciy_110_kv1/

15. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кв. Расчет уставок. Методические указания. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/sto-046-2011.pdf>
16. «ЗАО Группа компаний Электрощит ТМ – Самара. Каталог продукции» - <http://electroshield.ru/catalog/>
17. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ., - М. Энергоатомиздат, 1989. - 144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623);
18. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.: ил;
19. Низковольтное комплектное устройство (НКУ) «АССОЛЬ». - <http://www.electronmash.ru/sites/default/files/nku.pdf>
20. Каталог Emax2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. - <https://library.e.abb.com/public/f751eb57274642bbacd319ad87cb48d6/Emax%202%202016.pdf>
21. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
22. Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-КЛ-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-KL-01.pdf>
23. Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-Д-СВ-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-SV-01.pdf>
24. Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-Д-ВВ-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-VV-01.pdf>
25. Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-Д-ТН-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-TN-01.pdf>
26. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника; Вып. 11(35)].

27. Блок микропроцессорный релейной защиты BMP3 ТД .- [http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03\(04\)-20-11_\(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03(04)-20-11_(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD).pdf)
28. Элегазовые трансформаторы тока типа ТРГ- УЭТМ 110 - <http://www.uetm.ru/files/KatalogTRG-110,22.pdf>
29. Высокомощные стационарные аккумуляторы – GroE - <http://abc-comp.ru/index.php?page=document&id=1855>