

**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, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ А.В. Коржов /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ**  
**ПОДСТАНЦИИ 220/10 кВ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ «ЖДАНОВСКАЯ»**  
**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 14-090-1320 ВКР**

**Консультант**, д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_/ А.В. Коржов /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Руководитель**, к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**  
студент группы П – 472  
\_\_\_\_\_/ М.А. Варьпаев /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер**, к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_/ К.Е. Горшков /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Челябинск 2018**

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

Варыпаева Максима Антоновича

Группа П—472

1. Тема выпускной квалификационной работы:

*«Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Ждановская»*

утверждена приказом по университету от «04» апреля 2018 г. №580 прил. №48.

2. Срок сдачи студентом законченной работы «\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

3. Исходные данные к работе:

3.1. Мощность трехфазного КЗ на шинах действующей подстанции в максимальном режиме 2200 МВА, в минимальном режиме — 2000 МВА.

3.2. Длина воздушных ЛЭП 220 кВ — 65 км.

3.3. Малая генерация: 10 генераторов ТК-4-2РУЗ ( $P_n = 4 \text{ MВт}$ ;  $\cos\phi = 0,8$ ;  $x_d = 1,97$ ;  $x_d' = 0,19$ ;  $x_d'' = 0,12$ ;  $x_2 = 0,14$ ;  $x_0 = 0,043$ ).

3.4. Нагрузка подстанции: 6 распределительных пунктов, на каждом нагрузка из двух асинхронных двигателей АД-4 ( $P_n = 2 \text{ MВт}$ ;  $\cos\phi = 0,83$ ;  $KПД = 96,8\%$ ;  $K_n = 6,9$ ) и четырех трансформаторов 10/0,4 кВ с нагрузкой 2,5 МВА на каждый.

3.5. Главная схема действующей подстанции выполнена по типовой схеме №17.

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

4.1. Выбор силовых трансформаторов, схем соединения РУ на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции.

4.2. Выбор вида и источника оперативного тока на проектируемой подстанции.

4.3. Расчет токов коротких замыканий.

4.4. Выбор и проверка коммутационных аппаратов на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции.

4.5. Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, ячеек присоединений и питающих воздушных ЛЭП 220 кВ.

4.6. Выбор типоразмера всех устройств релейной защиты и автоматики проектируемой подстанции, ячеек присоединений и питающих воздушных ЛЭП по каталогам фирм-производителей с предварительным обзором по технико-экономическим параметрам.

4.7. Расчет уставок релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, ячеек присоединений и питающих воздушных ЛЭП.

4.8. Проверка на допустимую погрешность трансформаторов тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

4.9. Обзор методов защиты микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики и других цифровых электронных устройств от промышленных электромагнитных помех.

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

5.1. Схема Главная проектируемой подстанции и одного РП с указанием типов основного силового оборудования и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

5.2. Схема проектируемой подстанции и одного РП с расстановкой терминалов релейной защиты и автоматики с указанием логических связей между устройствами.

5.3. Схема подключения терминала защиты электродвигателя к измерительным трансформаторам тока и напряжения, шинам оперативного тока и к цепям управления, сигнализации и связи.

5.4. Плакат с обзором методов защиты микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики и других цифровых электронных устройств от промышленных электромагнитных помех.

Всего 4 листа.

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

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

7. Дата выдачи задания «\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
---	----------------------------------	---


Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /К.Е. Горшков/

Студент \_\_\_\_\_ /М.А. Варыпаев/

## АННОТАЦИЯ

Варыпаев М.А. – Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Ждановская».

Челябинск: ЮУрГУ (НИУ), П-472, 2018. 125 с., 46 табл., 22 ил., граф. материал на 4 листах форм. А1, библиогр. список – 44 наим.

В настоящей Выпускной квалификационной работе, в ходе выполнения технического задания на проектирование произведен выбор Главной схемы, основного и вспомогательного электрического оборудования для тупиковой подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Ждановская». Произведен выбор производителя микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики, по каталогу производителя выбраны модели терминалов, рассчитаны выставляемые на них уставки. Расчет и выбор оборудования для подстанции произведен по утвержденным и действующим на момент выполнения работы нормативным документам. В заключительной части работы рассмотрен вопрос защиты микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики, линий электрической связи между ними от негативного влияния промышленных электромагнитных помех.

					<b>П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР</b>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 220/10 кВ с малой генерацией «Ждановская»</b>	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Варыпаев М. А.						6	125
Провер.		Горшков К. Е.							
Реценз.									
Н. Контр.									
Утверд.									

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 220 И 10 кВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС	12
1.1 Выбор схемы РУ на стороне 220 кВ ПС	12
1.2 Выбор схемы РУ на стороне 10 кВ ПС	14
1.3 Схема РП 10 кВ питаемого от секции шин 10 кВ ПС	14
2 ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ТРАНСФОРМАТОРА	15
2.1 Выбор сечения КЛ	15
2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	18
3 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС	19
3.1 Выбор вида оперативного тока	19
3.2 Выбор источника оперативного тока	19
3.3 Определение мощности ТСН	19
3.4 Выбор предохранителей на ТСН	22
4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	22
4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС	22
4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС	23
4.3 Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС	23
5 РАСЧЕТ ТКЗ	24
5.1 Расчет ТКЗ в программе ТоКо	25
5.2 Выбор сечения ВЛ 220 кВ	25
5.3 Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо	25
6 ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ	31
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне 220 кВ ПС	31
6.1.1 Нормативные требования	31
6.1.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя	32
6.1.3 Определение периодической составляющей ТКЗ	32
6.1.4 Определение ударного тока трёхфазного КЗ	32
6.1.5 Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момента размыкания контактов выключателя	32
6.1.6 Расчет термического воздействия ТКЗ	33
6.2 Выбор и проверка силовых выключателей на стороне 10 кВ ПС	34
6.2.1 Нормативные требования	34
6.2.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя	35
6.2.3 Определение периодической составляющей ТКЗ	35
6.2.4 Определение ударного тока трёхфазного КЗ	35

					<b>П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

6.2.5	Определение аperiodической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя	36
6.2.6	Расчет термического воздействия ТКЗ	36
6.3	Проверка КЛ по термической стойкости	37
6.4	Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы	38
7.	ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЫ 220 И 10 КВ ПС	38
7.1	Кабельная линия 10 кВ	38
7.2	Электродвигатель 10 кВ	38
7.3	Трансформатор 10/0,4 кВ	40
7.4	Генератор 10 кВ	42
7.5	Вводной выключатель 10 кВ	43
7.6	Секционный выключатель 10 кВ	44
7.7	Шины 10 кВ	44
7.8	Трансформаторы 220/10 кВ	45
7.9	Воздушные линии 220 кВ	48
8.	ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 И 10 кВ ПС	49
8.1	Выбор фирмы производителя УРЗА	49
8.2	Выбор типоразмера УРЗА КЛ к РП отходящей от шин 10 кВ ПС	51
8.3	Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ	53
8.4	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ	54
8.5	Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ	55
8.6	Выбор типоразмера вводного выключателя секции шин 10 кВ ПС	55
8.7	Выбор типоразмера УРЗА секционного выключателя секции шин 10 кВ ПС	56
8.8	Выбор типоразмера ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС	57
8.9	Выбор типоразмера УРЗА в ячейке ТН секции шин 10 кВ ПС	57
8.10	Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 220/10 кВ	58
8.11	Выбор типоразмера УРЗА на выключатель 220 кВ	61
8.12	Выбор типоразмера УРЗА ВЛ 220 кВ	63
9	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УРЗА	64
9.1	Электродвигатель 10 кВ	64
9.1.1	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ – АТД4 800 кВт	64
9.1.2	Защита от перегрузки	67
9.1.3	Защита от блокировки ротора и затынутого пуска	69
9.1.4	УРОВ	70
9.2	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10 кВ	72



9.2.1	Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ	72
9.2.2	Токовая отсечка трансформатора	73
9.2.3	МТЗ трансформатора	75
9.2.4	Защита от перегрузки	78
9.2.5	Защиты от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора	79
9.2.6	УРОВ	81
9.3	Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП	82
9.3.1	Токовая отсечка КЛ	83
9.3.2	МТЗ с зависимой выдержкой времени	84
9.3.3	УРОВ	88
9.4	Генератор 10 кВ	89
9.4.1	Ненаправленная МТЗ и токовая защита от однофазных замыканий на землю	89
9.4.2	МТЗ	90
9.5	Силовой трансформатор	91
9.5.1	Дифференциальная защита трансформатора	91
9.5.2	МТЗ силового трансформатора	94
9.5.3	Защита от перегрузки силового трансформатора	97
9.5.4	УРОВ	97
9.6	Воздушные линии 220 кВ	98
9.6.1	Токовая отсечка ВЛ	98
9.6.2	УРОВ ВЛ	99
9.6.3	Дистанционная защита линий	100
9.6.4	АПВ линий	110
10	ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ НА СТОРОНЕ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ 4000/10	111
11	ЗАЩИТА МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЗА И ДРУГИХ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ	114
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	122

## ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетическая система является с технической точки зрения очень сложной системой с большим количеством синхронно работающих и зависимых друг от друга элементов с протяженными электрическими связями между ними. Возникновение локальных аварийных ситуаций в такой системе (коротких замыканий (КЗ), выхода из синхронизма отдельных генераторов, скачкообразного значительного увеличения мощности генерации или потребления и т. п.) является поводом для развития т. н. каскадных аварий, при которых происходит нарушение нормального режима работы исправной части системы. Наиболее тяжелым последствием таких аварий является прекращение электроснабжения большого количества потребителей на длительное время, либо ухудшение параметров качества поставляемой потребителям электроэнергии.

С другой стороны, в последние годы значительно ужесточились требования к качеству и надёжности электроснабжения потребителей, т. к. без электрической энергии сегодня невозможна полноценная деятельность ни одной отрасли народного хозяйства.

В первую очередь, снижение аварийности в энергетической системе обеспечивается за счёт уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций. Так как обнулить вероятность появления аварий невозможно, необходимо использовать автоматизированные системы, позволяющие быстро их ликвидировать и не допускать превращения локальных аварий в каскадные.

В энергосистеме функции автоматического выявления и устранения аварийных режимов работы возложены на устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). При этом устройства релейной защиты предназначены для устранения локальных аварий (выявления и отключения токов КЗ, замыканий на землю; отключения перегруженных элементов сети и т. п.), а устройства автоматики не допускают развитие каскадных аварий (устраняют качания, асинхронные режимы, дисбалансы генерации и потребления и т. д.) и поддерживают нормальный режим работы всех элементов системы.

В настоящей Выпускной квалификационной работе произведён расчёт уставок и выбор типоразмера основных устройств РЗА для строящейся тупиковой понижающей подстанции «Ждановская»:

- питающие подстанцию ЛЭП 220 кВ защищены дистанционной защитой (ДЗ) от междуфазных КЗ и перегрузки; токовой направленной защитой от однофазных замыканий на землю (ТНЗНП). Применено и устройство автоматики – автоматическое повторное включение (АПВ) для быстрого восстановления работы ЛЭП после самоустраняющихся дуговых КЗ и замыканий на землю.
- силовые трансформаторы подстанции прежде всего защищены дифференциальной защитой (ДЗТ) от внутренних КЗ, максимальной токовой защитой от перегрузки и внешних КЗ (МТЗ), защитой от избыточного давления газов внутри бака (газовой защитой).

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

- Шины распределительных устройств низкой стороны (10 кВ) защищены логическими защитами шин (ЛЗШ) от КЗ.
- Присоединения к шинам (трансформаторы 10/0,4 кВ, асинхронные двигатели на 10 кВ) защищены МТЗ и токовыми отсечками (ТО), защитами от перегрузок, выполненными на базе МТЗ.
- Для генераторов дополнительно предусмотрены устройства автоматической синхронизации с последующим непрерывным контролем синхронизма; устройства автоматического регулирования генерируемых активной и реактивной мощностей.
- В случае большого дефицита активной мощности в питающей подстанции энергосистеме и снижении частоты тока устройство автоматической частотной разгрузки (АЧР) приостановит электроснабжение всех или части потребителей подстанции для снижения потребляемой активной мощности от энергосистемы.

Выбранные устройства релейной защиты и автоматики для подстанции «Ждановская» выполнены на базе микропроцессоров, благодаря чему при высокой функциональности они экономичны, компактны, удобны в установке и настройке, имеют множество полезных дополнительных функций для персонала, работающего с устройствами РЗА.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

# 1 ВЫБОР СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНАХ 220 И 10 кВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

## 1.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН подстанции

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

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

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

В соответствии с положением о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» по пункту 2.3.1 [3] для РУ 35-220 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение.

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

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

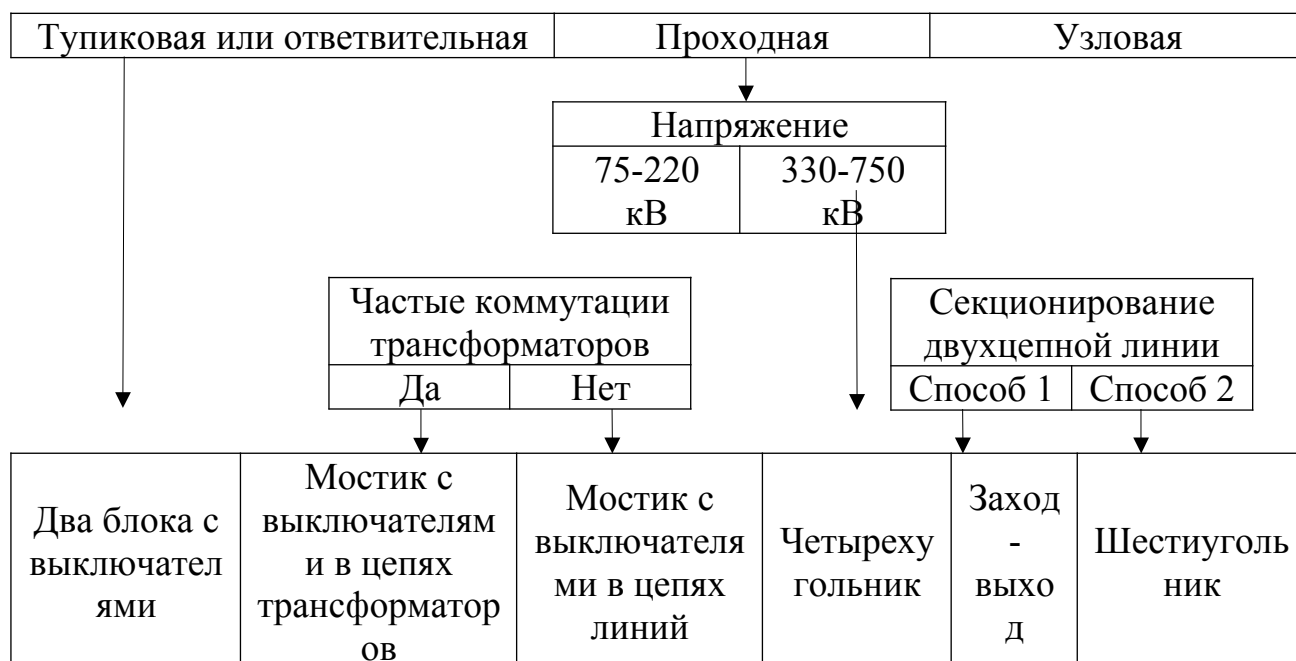


Рисунок 1 – Выбор схемы РУ ПС

Для тупиковой двухтрансформаторной ПС без частых коммутаций трансформаторов применяется «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (рисунок 2).

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

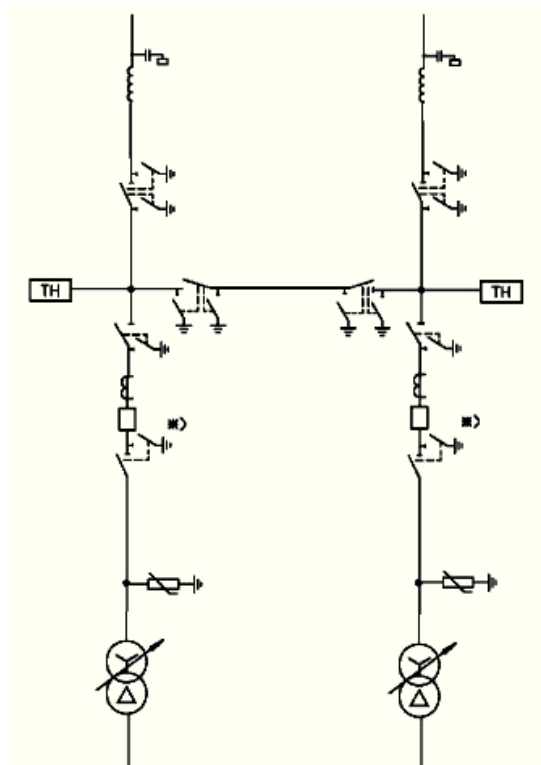


Рисунок 2 – Схема №220-4Н

### 1.2. Выбор схемы РУ на стороне НН подстанции

По пункту 1.11 [5] – «Одна секционированная выключателем система шин» 10(6)-1 (рисунок 3) применяется при двух трансформаторах на подстанции.

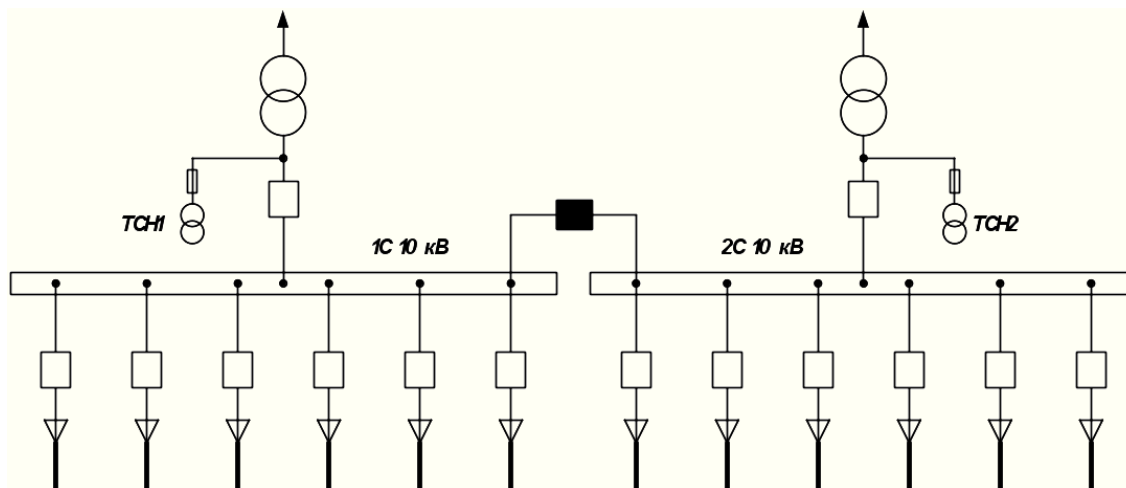


Рисунок 3 – Схема № 10(6)-1

### 1.3. Схема РП 10кВ, питающегося от секции шин НН ПС

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Распределительные пункты (РП) на 10(6) кВ обычно выполняются с одной секционированной системой шин. Питание РУ осуществляется по радиальной схеме от разных секций шин НН ПС. (рисунок 4).

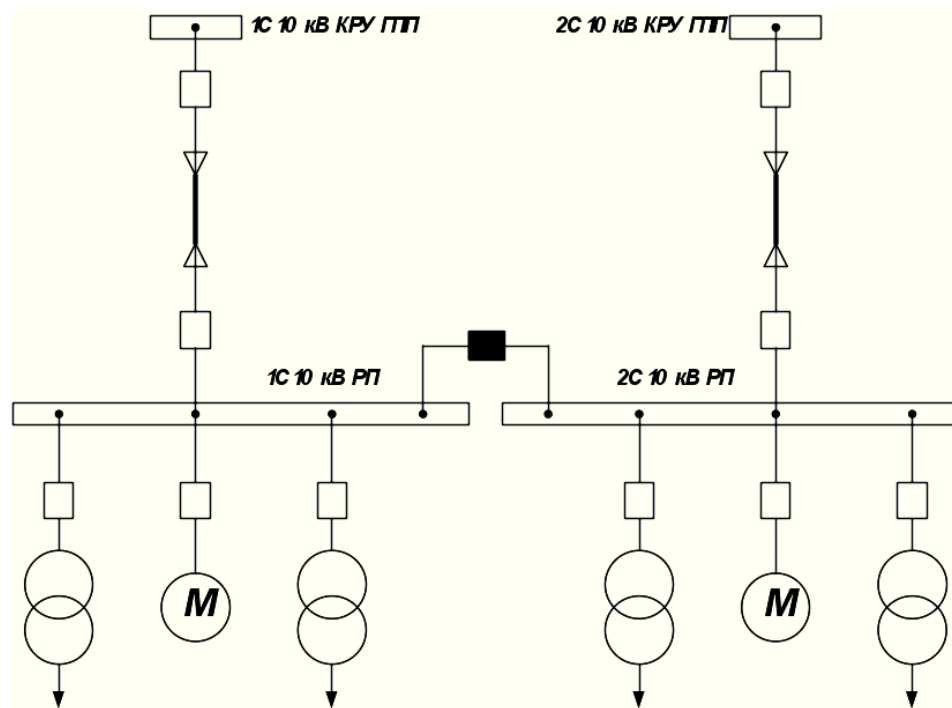


Рисунок 4 – Схема РП 10кВ, питаемого от секции шин НН ПС

## 2. ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режим нейтрали зависит от напряжения сети:

- для сетей с напряжением 220 кВ принят режим глухозаземленной нейтрали;
- сети 6-35 кВ выполняются с изолированной нейтралью. По пункту 5.2.1 [4]: «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор (дугогасящий реактор) нейтралью».

По пункту 1.2.16 [1]: «Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор».

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

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

По НТП ПС [4]:

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

Таким образом для заданного варианта НН 10кВ и ВН 220кВ примем:

- сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью (определится в дальнейшем расчете);
- сеть 220 кВ – с глухозаземленной нейтралью.

### 2.1. Выбор сечения кабельной линии

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

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

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				



- по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

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

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

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

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

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

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

- по экономической плотности тока:

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

где  $q_{\text{э}}$  – ближайшее экономическое целесообразное сечение, мм<sup>2</sup>;

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

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

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

По каталогу [32] выбираем тип кабеля: ПвПу 3×185/25-10,

где Пв – изоляция из СПЭ;

Пу – усиленная оболочка из полиэтилена;

3 – число медных жил, шт.;

185 – сечение каждой жилы, мм<sup>2</sup>;

25 – сечение экрана, мм<sup>2</sup>;

10 – номинальное напряжение, кВ.

Мощность нагрузки каждого РП:

$$S_{\text{н}} = n_{\text{м}} \cdot S_{\text{н.м.}} + n_{\text{д}} \cdot \frac{P_{\text{н.д.}}}{\eta \cdot \cos \varphi} = 4 \cdot 2,5 + 2 \cdot \frac{2}{0,968 \cdot 0,83} \approx 15 \text{ МВА.}$$

Питание каждого РП осуществим по двум независимым КЛ.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Тогда длительный ток одной КЛ в нормальном режиме:

$$I_H = \frac{S_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{15000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 433 \text{ А.}$$

Максимальный ток одной КЛ в послеаварийном режиме:

$$I_{H.МАКС} = 2 \cdot I_H = 2 \cdot 433 = 866 \text{ А.}$$

По таблице 1.3.26 ПУЭ [1] для двух работающих КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки

$$K_{C.H} = 0,93.$$

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{H.МАКС}}{K_{П} \cdot K_{C.H} \cdot K_{CP}} = \frac{866}{1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 846,5 \text{ А.}$$

Выполним каждую КЛ двумя параллельными кабелями ПвПу 3×185/25-10. Тогда в послеаварийном режиме ток в каждом из параллельных кабелей:

$$I_{КАБ.МАКС} = \frac{I_{H.МАКС}}{2} = \frac{866}{2} = 433 \text{ А.}$$

$$I_{ДОП.КАБ} \geq \frac{I_{ДОП}}{2} = \frac{846,5}{2} = 423,3 \text{ А.}$$

В нормальном режиме ток в каждом кабеле:

$$I_{КАБ.Н} = \frac{I_H}{2} = \frac{433}{2} = 216,5 \text{ А.}$$

Согласно паспорту, кабель ПвПу 3×185/25-10 рассчитан на длительно-допустимый ток 433 А при прокладке в грунте на глубине 0,7 м с температурой грунта 15 °С.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

$$q_{Э} = \frac{I_{КАБ.Н}}{J_{Э}} = \frac{216,5}{2,5} = 86,6 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву больше, чем выбранное по экономической плотности тока, окончательно принимаем каждую КЛ в виде двух параллельных однопроволочных кабелей ПвПу 3×185/25-10.

## 2.2. Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

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

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

$L_{\text{КЛ}}$  – длина КЛ в км;

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

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

где  $\omega$  – угловая частота напряжения,  $\text{с}^{-1}$ ;

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

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

По каталогу фирмы производителя [32] емкость 1 км кабеля типа ПвПу 3×185/25-10 составляет 0,387 мкФ.

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ОФ}} \cdot U_{\text{Ф}} \cdot 10^{-6} = 3 \cdot 314,16 \cdot 0,387 \cdot 6062 \cdot 10^{-6} = 2,21 \frac{\text{А}}{\text{км}};$$

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}} = 6 \cdot 2 \cdot 1,4 \cdot 2,21 = 37,1 \text{ А}$$

Для такого тока замыкания на землю, согласно [1], требуется компенсация, которая производится дугогасительным реактором – ДГР (согласно [1]  $I_{C\Sigma\text{max}} < 20 \text{ А}$  без компенсации).

Согласно [44], мощность ДГР равна

$$Q_{\text{ДГР.РАСЧ}} = I_{C\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3}} = 37,1 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 214,2 \text{ кВАр}.$$

Также, согласно [44], рассчитанную мощность ДГР надо умножить на коэффициент 1,25 для учета дальнейшего развития сети:

$$Q_{\text{ДГР}} = Q_{\text{ДГР.РАСЧ}} \cdot 1,25 = 214,2 \cdot 1,25 = 267,8 \text{ кВАр}.$$

Примем к установке два ДГР с масляным охлаждением серии РЗДПОМ–300/10-У1 (по одному на секцию КРУ) с номинальной реактивной мощностью 300 кВАр производства компании ЭНСОНС, позволяющие плавно регулировать ток компенсации в пределах от 3 до 50 А.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Для подключения ДГР к нейтрали сети 10 кВ установим нейтралеобразующий трансформатор (заземляющий фильтр нулевой последовательности) серии ФЗМО–300/10-У1 производства фирмы БРЕСЛЕР. Обмотки трансформатора соединены в зигзаг, нулевой вывод подключается к ДГР через разъединитель.

### 3. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПС

#### 3.1. Выбор вида оперативного тока

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

В соответствии с [3, п. 2.3.5.5] в РП и ТП 6-20 кВ рекомендуется применять переменный оперативный ток (ПОТ) . Источниками для питания цепей защиты и управления являются ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

#### 3.2. Выбор источников оперативного тока

В соответствии с [4 п. 6.1.] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН);

Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 220 кВ.

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

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

#### 3.3. Определение мощности ТСН

Количество ячеек КРУ 10 кВ для схемы 10-1 – одна секционированная выключателем система шин:

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 1 – Расчет количества ячеек КРУ 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН 1 и ТСН 2	2
ТН 1 секции и 2 секции	2
Отходящие присоединения	12
Итого	20

Таблица 2 – Определение суммарной активной нагрузки.

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 220 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 220 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	20	20
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			405

Полная мощность нагрузки С.Н.:

$$S_{CH} = k_c \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,85 \frac{405}{0,9} = 382,5 \text{ кВА},$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса (принимаем  $k_c=0,85$ );

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

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

По каталогу [34] выбираем ТСН:

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

ТМГ-400/10-У1 – трансформатор трехфазный масляный герметичный на 10 кВ, мощностью 400 кВА.

Выбор ТСН РП 10 кВ (таблица 3):

Таблица 3 – Выбор ТСН РП 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Вводы 1 и 2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН 1 и ТСН 2	2
ТН 1 секции и 2 секции	2
Отходящие присоединения	6
Итого	14

Таблица 4 – Определение суммарной активной нагрузки:

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	20	20
Потребление ЗРУ	8	1	8
Итого			28

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = k_C \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} = 0,8 \frac{28}{0,9} = 24,9 \text{ кВА}.$$

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

По каталогу фирмы выбираем ТСН:

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

#### 3.4. Выбор предохранителей для защиты ТСН

Согласно [4 п. 6.1] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к РП через предохранители.

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

По каталогу [35] по таблице подбора предохранителей для трансформаторных ПС для ТСН 10 кВ с  $S_{НОМ}=400$  кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. По таблице «Технические характеристики» каталога [35] выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-40 УЗ, с номинальным током отключения 40 кА.

Номинальный ток ТСН на РП:

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

Номинальный ток предохранителя:

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

По каталогу ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-40.

#### 4. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

##### 4.1. Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Максимальная нагрузка ПС 220/10 кВ:

$$S_{пс} = n_{РП} \cdot S_{Н} + S_{ТСН}.$$

$$S_{пс} = 6 \cdot 15 + 0,4 \approx 90 \text{ МВА.}$$

4.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС: согласно [39], коэффициент аварийной перегрузки  $k_n \leq 1,4$ , соответственно мощность трансформатора:

$$S_{Т.НОМ.} \geq \frac{S_{пс}}{k_n}.$$

Для ПС 220 кВ силовые трансформаторы выбираются по [39], требования к ним изложены в [3 п.2.3.3.1].

Трансформаторы 220 кВ должны быть оснащены устройствами РПН и не менее 4 встроенными ТТ.

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$S_{T.НОМ.} \geq \frac{90}{1,4} = 64,2 \text{ МВА.}$$

По [7] выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней – ТРДН-63000/220 УН/Д-11.

Его основные технические характеристики:

$$S_{НОМ} = 63000 \text{ кВА}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 230 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ.НН} = 2 \times 11 \text{ кВ}$$

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

Схема соединения обмоток  $Y_n/D-11$

Максимальный коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_n = \frac{S_{пс}}{S_{т.НОМ}} = \frac{89,87}{63} = 1,42.$$

#### 4.3. Выбор трансформатора 10/0,4 кВ РУ ПС

Мощность трансформатора в нормальном режиме:

$$S_{Н.Т.РП.} = 2,5 \text{ МВА.}$$

Для взаимного резервирования трансформаторов на РП по стороне 0,4 кВ максимальная нагрузка на трансформатор РП:

$$S_{Н.Т.РП.МАКС} = 2 \cdot S_{Н.Т.РП.} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ МВА.}$$

Для учета максимального значения перегрузки трансформатора РП  $k_n = 1,4$ , мощность трансформатора не должна быть меньше, чем:

$$S_{Т.РП.НОМ} \geq \frac{S_{Н.Т.РП.МАКС}}{1,4}.$$

$$S_{Т.РП.НОМ} \geq \frac{5}{1,4} = 3,57 \text{ МВА. По каталогу ОАО «Электrozавод» выбираем ТМГ-$$

4000/10-У1 с

параметрами:

$$S_n = 4000 \text{ кВА}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{НОМ.НН} = 0,4 \text{ кВ}$$

ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$

Схема и группа соединения обмоток Д/У<sub>н</sub>-11

#### 5. РАСЧЕТ ТКЗ

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



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

Расчет ТКЗ производится в соответствии с:

- ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [11];
- РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [12].

При выполнении практических расчетов ТКЗ широко используется специальное программное обеспечение. В курсовом проекте и ВКР должна применяться программа «ТоКо: Расчет токов короткого замыкания» разработки кафедры ЭССиС, ЮУрГУ.

### 5.1. Расчет ТКЗ в программе ТоКо

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

#### 5.1.1. Выбор сечения ВЛ

Рабочий максимальный ток для тупиковых ВЛ определяется по мощности трансформатора проектируемой ПС с учетом перегрузки:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{K_{П} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} U_{НОМ.ВЛ}} = \frac{1,42 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,235 \text{ кА}.$$

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

$$I_{РАБ.НОРМ.ВЛ} = \frac{S_{ПС}}{N_{ВЛ} \cdot \sqrt{3} U_{НОМ.ВЛ}} = \frac{90}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,118 \text{ кА} = 118 \text{ А}.$$

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

					Лист
					15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР

$$S = \frac{I_{РАБ.НОРМ.ВЛ}}{J_{ЭК}} = \frac{118}{1,1} = 107,3 \text{ мм}^2.$$

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

Ближайшее стандартное сечение провода марки АС – 120/19.

По условию нагрева по ПУЭ (табл. 1.3.29) [1] неизолированный провод сечением  $120 \text{ мм}^2$  выдержит ток 390 А в уличных условиях.

По условиям короны и радиопомех (табл.3.7 Файбисович) [37] минимальное сечение ВЛ 220 кВ –  $240 \text{ мм}^2$ , соответственно окончательно выбираем провод ВЛ марки АС(О) сечением 240/32, который длительно выдерживает ток до 610 А в уличных условиях.

### 5.1.2. Расчет максимального и минимального режимов в программе ТоКо

Составим расчетную схему для максимального режима программе ТоКо (рисунок 5):

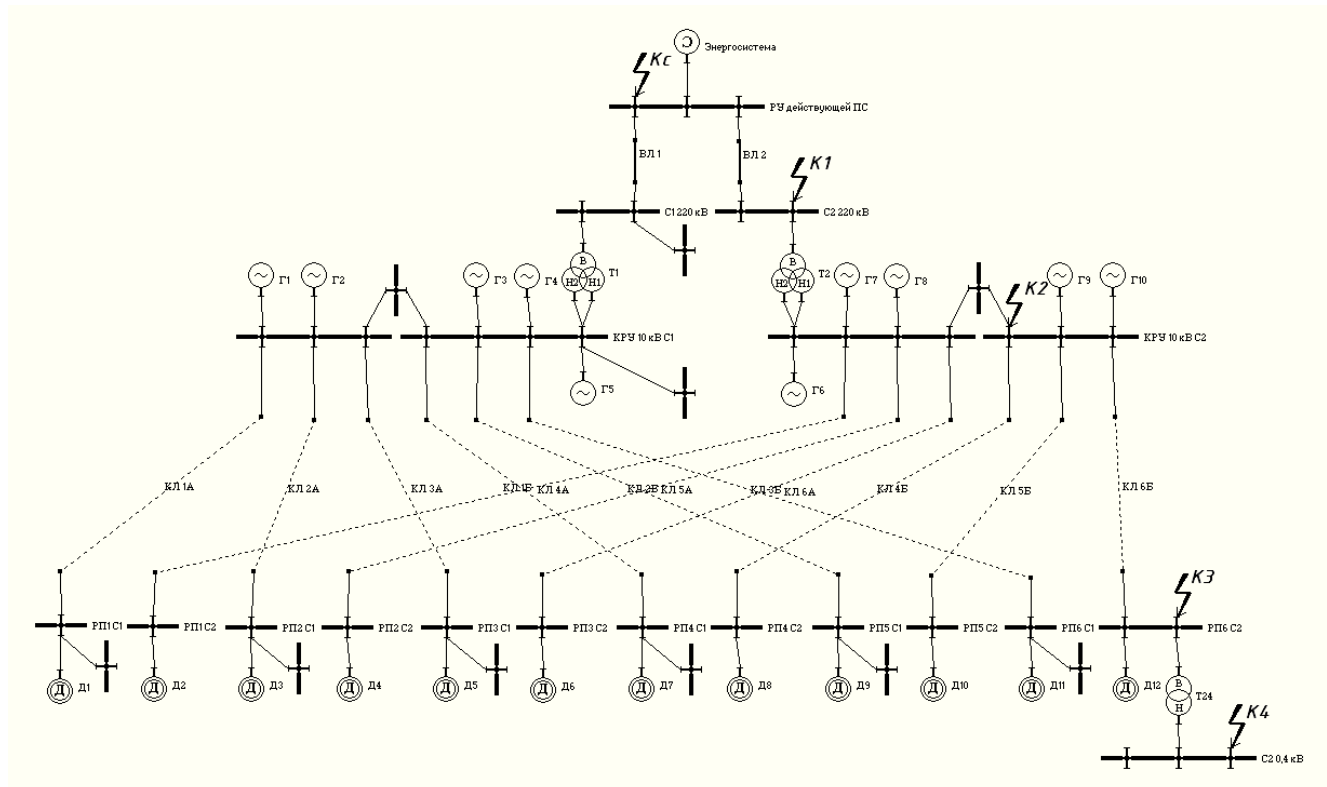


Рисунок 5 – Расчетная схема в программе ТоКо для максимального режима

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицы 5 и 6.

Таблица 5 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при раздельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в максимальном режиме

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трёхфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	6,422	9,088	16,141	6,569	9,303	16,329
К1	3,097	4,38	6,897	2,879	4,074	6,216
К2	36,174	51,602	94,928	0,037	–	–
К3	24,605	34,836	42,782	0,037	–	–
К4	11,788	16,671	29,163	–	–	–

Таблица 6 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при параллельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в максимальном режиме

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трёхфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	6,147	8,702	15,482	6,171	8,731	15,491
К1	3,235	4,576	7,179	2,948	4,173	6,309
К2	53,144	75,833	141,744	0,071	–	–
К3	31,636	44,855	53,838	0,071	–	–
К4	12,189	17,238	30,457	–	–	–

Составим расчетную схему для минимального режима программе ТоКо (рисунок 6).

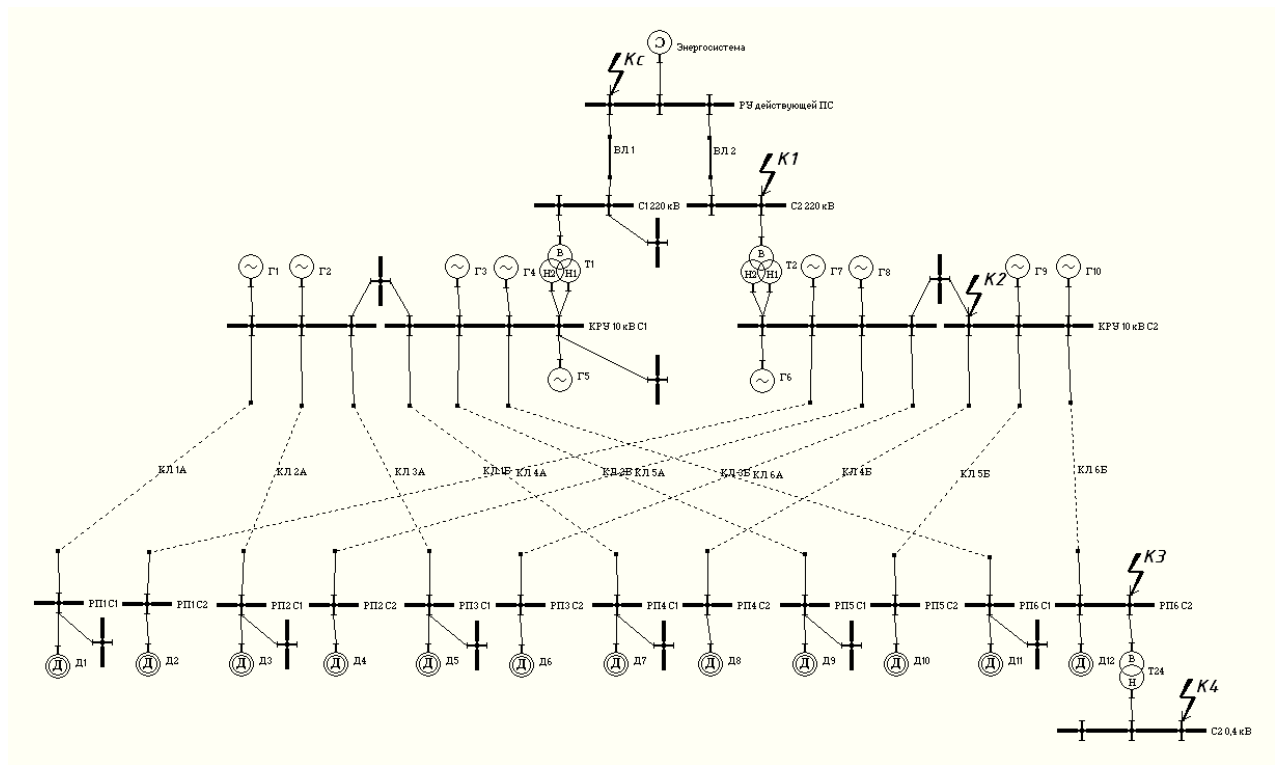


Рисунок 6 – Расчетная схема в программе ТоКо  
для минимального режима

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 7:

Таблица 7 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при раздельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в минимальном режиме

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трехфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{П0}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	5,92	8,378	14,854	6,067	8,59	15,041
К1	2,998	4,241	6,703	2,815	3,984	6,09
К2	35,947	51,271	96,573	0,037	—	—
К3	24,522	34,718	42,713	0,037	—	—
К4	11,786	16,668	29,164	—	—	—

Из-за большого количества генераторов на подстанции токи КЗ на стороне 10 кВ в максимальном режиме превышают отключающую способность типовых современных выключателей. Чтобы уменьшить эти токи, установим на стороне 10 кВ проектируемой подстанции токоограничивающие реакторы.

Всего установим 3 реакторных группы:

- первые две группы состоят из трех однофазных реакторов типа РТОС-10-5000-0,56 УХЛЗ производства НИПО РУСЭНЕРГО и подключаются к выводам НН силовых трансформаторов подстанции. Реакторы РТОС-10-5000-0,56 УХЛЗ рассчитаны на номинальный ток 5 кА, их номинальное индуктивное сопротивление 0,56 Ом.
- третья группа состоит из трехфазного реактора типа РТСТ-10-2500-0,56 УХЛЗ производства НИПО РУСЭНЕРГО. Данный реактор включен в цепь секционного выключателя КРУ-10 кВ и имеет следующие характеристики: номинальный ток 2,5 кА, номинальное индуктивное сопротивление 0,56 Ом.

Произведем повторный тасчет токов КЗ в программе ТоКо с учетом установленных токоограничивающих реакторов.

Расчетная схема максимального режима представлена на рис. 7.

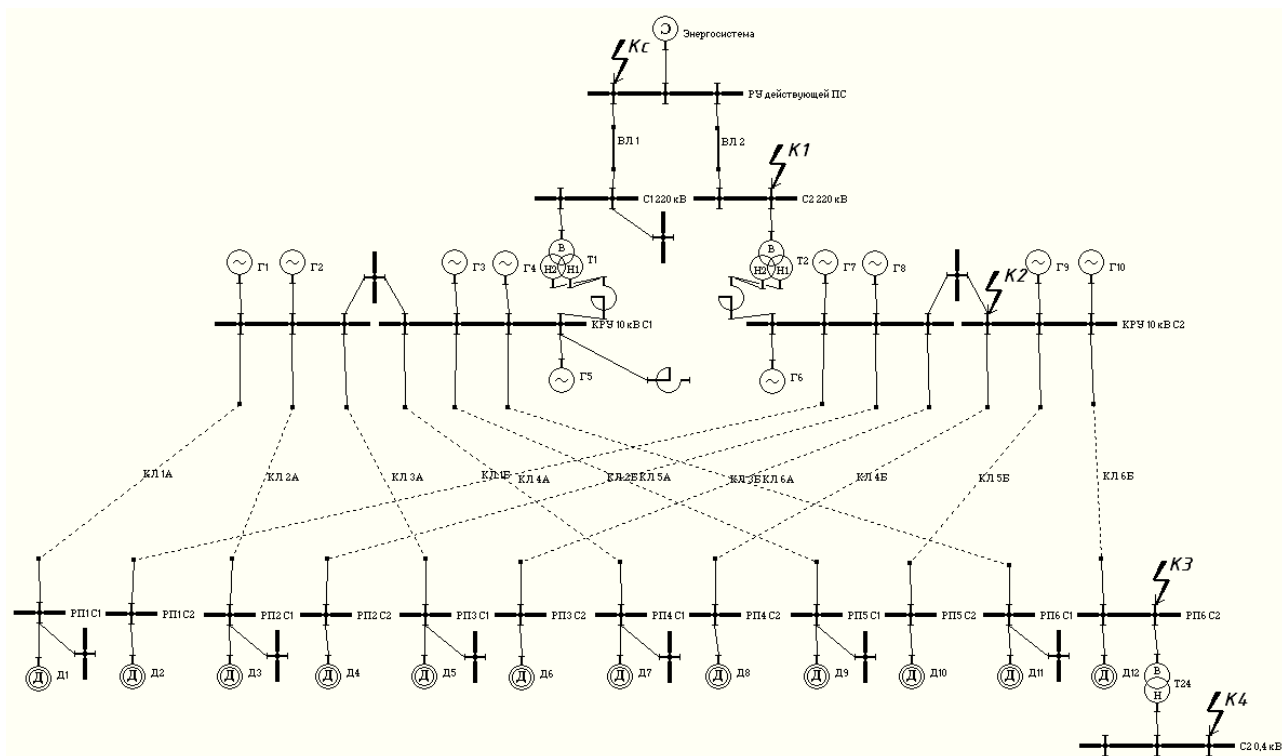


Рисунок 7 – Расчетная схема с реакторами для максимального режима

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ для схемы с реакторами сведем в таблицы 8 и 9.

Таблица 8 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при раздельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в максимальном режиме с реакторами

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трехфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	6,004	8,491	15,318	6,28	8,887	15,779
К1	2,809	3,974	6,341	2,713	3,838	6,006
К2	24,305	34,508	62,318	0,037	–	–
К3	19,131	27,061	37,424	0,037	–	–
К4	11,299	15,979	28,366	–	–	–

Таблица 9 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при параллельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в максимальном режиме с реакторами

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трехфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	5,787	8,184	14,793	5,928	8,382	15,012
К1	2,786	3,943	6,315	2,69	3,806	5,968
К2	31,755	45,075	81,752	0,071	–	–
К3	23,651	33,472	44,933	0,071	–	–
К4	11,682	16,521	29,463	–	–	–

Расчетная схема для минимального режима аналогична приведенной на рисунке 7.

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ для схемы с реакторами сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Токи КЗ в соответствующих точках на схеме при раздельной работе шин 10 кВ КРУ и РП в минимальном режиме с реакторами

Точка КЗ	Токи в точке КЗ					
	Трехфазное КЗ			Однофазное КЗ		
	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$I_{\text{п0}}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
Кс	5,502	7,781	14,031	5,776	8,174	14,492
К1	2,707	3,83	6,14	2,643	3,738	5,864
К2	24,274	34,464	62,246	0,037	–	–
К3	19,114	27,037	37,403	0,037	–	–

К4	11,299	15,979	28,366	–	–	–
----	--------	--------	--------	---	---	---

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## 6. ВЫБОР СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, КРУ

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

6.1.1. Нормативные требования:

Согласно ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

- В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные;
  - На ПС 110 кВ и выше следует применять разъединители пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа
- Согласно НТП ПС (п. 4.12) [4]:

- В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели.
- НТП ПС (п. 4.23) [4]:
- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».
  - СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» [40].
  - СТО (6.1) Номинальное напряжение выключателя  $U_{В.НОМ}$  должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;
  - СТО (6.2) Номинальный ток выключателя  $I_{В.НОМ}$ , А, в соответствии с ГОСТ Р 52565 выбирается из ряда: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500.

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

Выбираем к установке элегазовые колонковые выключатели типа ВГТ-220Ш-1К-40/4000 и разъединители РПВ.1-220/2000 на номинальное

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



напряжение 220 кВ производства ООО «Завод электротехнического оборудования (ЗЭТО)», г. Великие Луки.

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

Для тупиковой ПС по номинальной мощности трансформатора с учетом заданной перегрузки трансформаторов:

$$I_{B.PAB.MAKC} = \frac{1,42 \cdot S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{B.HOM}} = \frac{1,42 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,235 \text{ кА} = 235 \text{ А.}$$

#### 6.1.3. Определение периодической составляющей ТКЗ:

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя  $I_{K.П}^{(3)} = 2,809 \text{ кА}$ , рассчитано в программе ТоКо для максимального режима работы.

#### 6.1.4. Определение ударного тока трехфазного КЗ:

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,809 = 7,15 \text{ кА.}$$

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

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо:  $i_y = 6,341 \text{ кА}$ .

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

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

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{K.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 2,809 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 1,78 \text{ кА}$$

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

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

$$t = t_{PЗ.MIN} + t_{O.B.MIN} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

### 6.1.6. Расчет термического воздействия ТКЗ

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

$$B_K = (I_{K.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A) = 2,809^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 8,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где  $t_{откл} = t_{PЗ.МАКС} + t_{O.B} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с},$

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

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

Сопоставление расчетных параметров с каталожными приведено в таблице 11:

Таблица 11 – Сопоставление расчетных и каталожных параметров для выключателя ВГТ-220Ш-1К-40/4000.

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{B.PAB.МАКС}, \text{ А}$	235	$I_{НОМ}, \text{ А}$	4000
$I_{K.П}^{(3)}, \text{ кА}$	2,809	$I_{O.НОМ.}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	7,15	$i_{дин}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	1,78	$i_{a.дон.} = 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 40 = i$	22,6 кА
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	8,72	$B_{тер} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = i$	4800

Сопоставление расчетных параметров разъединителей РПВ.1-220/2000 с каталожными приведено в таблице 12:

Таблица 12 – Сопоставление расчетных параметров с каталожными разъединителя РПВ.1-220/2000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	235	$I_{НОМ}, А$	2000
$i_y, кА$	7,15	$i_{дин}, кА$	125
$B_K, кА^2*с$	8,72	$B_{мер} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500$	7500

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

### 6.2.1. Нормативные требования

ПЕТП (п. 2.3.3.2) [3]:

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

ПЕТП (п. 2.3.3.3) [3]:

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

НТП ПС (п. 4.14) [4]:

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

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

Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в СТО 56947007-29.130.20.104-2011.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»[20].

Выбираем к установке КРУ с вакуумными выключателями присоединений серии ВВ/TEL-10-31,5/1000 на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный ток 1000 А производства фирмы «Таврида-Электрик».

#### 6.2.2. Определение рабочего максимального тока вводных выключателей

Максимальный рабочий ток через вводной выключатель секции шин НН ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,42 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} = \frac{1,42 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,16 \text{ кА.}$$

Вводные выключатели в КРУ не входят, но так же устанавливаются в помещении распределительного устройства 10 кВ. Так как ток вводов 10 кВ в аварийном режиме превышает 4000 А, примем в качестве вводных генераторные элегазовые выключатели серии ВГГ-15-50/6300, рассчитанные на номинальное напряжение 15 кВ и номинальный ток 6300 А.

#### 6.2.3. Определение периодической составляющей ТКЗ

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:

$$I_{К.П}^{(3)} = 31,755 \text{ кА, посчитано в программе ТоКо.}$$

#### 6.2.4. Определение ударного тока трехфазного КЗ

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 31,755 = 62,87 \text{ кА}$$

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

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету ТоКо:  $i_y = 81,75 \text{ кА.}$

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 31,755 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,823 \text{ кА}$$

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

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

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

### 6.2.6. Расчет термического воздействия ТКЗ

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

$$V_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) = 31,755^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 3085,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

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

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

Сопоставление расчетных параметров выключателей присоединений ВВ/TEL-10-31,5/1000 с каталожными приведено в таблице 13:

Таблица 13 – Сравнение расчетных параметров с каталожными

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	866	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, \text{ кА}$	31,755	$I_{О.НОМ.}, \text{ кА}$	31,5
$i_y, \text{ кА}$	81,75	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	80

*Продолжение таблицы 13*

$i_{a,t}, \text{ кА}$	0,823	$i_{a.доп.} = \beta \cdot I_{О.НОМ.}, \text{ кА}; \beta = 0,4$	12,6
$V_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	3085,6	$V_{тер} = I_{О.НОМ.}^2 \cdot t_{КЗ}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; t_{КЗ} = 3 \text{ с}$	2976,8

Сопоставление расчетных параметров вводных выключателей ВГГ-15-50/6300 с каталожными приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение расчетных параметров с каталожными

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	5160	$I_{НОМ}, А$	6300
$I_{К.П.}^{(3)}, кА$	31,755	$I_{о.НОМ.}, кА$	50
$i_y, кА$	81,75	$i_{дин}, кА$	130
$i_{a.t}, кА$	0,823	$i_{a.дон.} = \beta \cdot I_{о.НОМ.}, кА; \beta = 0,4$	20
$B_K, кА^2 \cdot с$	3085,6	$B_{мер} = I_{о.НОМ.}^2 \cdot t_{КЗ}, кА^2 \cdot с; t_{КЗ} = 3 с$	7500

### 6.3. Проверка КЛ по термической стойкости

Проверка кабеля к РП ПвПу 3\*185/25-10 на термическую стойкость при КЗ, если ТКЗ на шинах НН ПС  $I_{К.П.КРУ}^{(3)} = 31,755 кА$ , на шинах РП  $I_{К.П.РП}^{(3)} = 23,651 кА$ , а продолжительность КЗ  $t_{откл} = 3,05 с$ .

По каталожным данным фирмы производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм<sup>2</sup> составляет  $I_{доп(1)} = 26,5 кА$ .

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

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

в этом случае допустимый ток составит:

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} \cdot k = 26,5 \cdot 0,573 = 15,2 кА.$$

Так как каждая КЛ выполнена двумя параллельными кабелями, допустимый ток КЛ равняется 30,4 кА.

Таким образом, КЛ удовлетворяет требованиям по термической стойкости при условии, если КЗ не возникнет в ее начале, где ток КЗ больше 30,4 кА.

### 6.4. Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы.

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС и РП (при его/их наличии) секционные выключатели (СВ) в нормальном режиме отключены. Такое решение позволяет снизить уровни ТКЗ, упростить

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

применяемую РЗА. Необходимая надежность электроснабжения потребителей осуществляется АВР СВ.

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

Выберем положение СВ на ПС:

$$S_{m.ном} + \left( N_m \cdot \frac{P_G}{\cos\varphi} \right) = 10 + \left( 4 \cdot \frac{1,5}{0,8} \right) = 17,5 \text{ МВА} > S_{н.пс} = 13,75 \text{ МВА}, \text{ то}$$

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

## 7. ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН и НН

### 7.1. Кабельная линия 10 кВ

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

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

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

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

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

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

- селективная защита с действием на сигнал;
- селективная защита с действием на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

- устройства контроля изоляции (УКИ); отыскание повреждённого присоединения осуществляется специальным устройством.

При изолированном режиме работы нейтрали следует устанавливать токовую и направленную защиты от ОЗЗ. Согласно [4, п. 9.14.4] установим дуговую защиту и устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ). Все устройства защиты для КЛ 10 кВ сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Принятые к установке виды РЗА КЛ 10 кВ

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

## 7.2. Электродвигатель 10 кВ

Согласно [1, п. 5.3.48] защита электродвигателя (ЭД) от ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью предусматривается, если суммарный ток ОЗЗ превышает 10 А для ЭД мощностью до 2 МВт.

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

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

Согласно [2, п. 5.3.52] применим защиту минимального напряжения (ЗМН), которая отключает часть электродвигателей, подключенных к секции, с их автоматическим повторным включением (АПВ) после самопуска первой группы двигателей.



Согласно [4, п. 9.14.4] применим ЗДЗ и УРОВ в ячейке КРУ линии к ЭД.  
Все устройства защиты для ЭД сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Принятые к установке виды РЗА

Вид РЗА	Примечание
ТО	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
Токовая защита от ОЗЗ	ПО подключен к ТТНП
Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, действующую на сигнал и автоматическую разгрузку механизма, на отключение - при затынутом пуске или блокировке ротора.
ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

### 7.3. Трансформатор 10/0,4 кВ

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

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

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

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

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

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

Все виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ сведем в таблицу 17.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

Таблица 17 – Принятые к установке виды РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

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

#### 7.4. Генератор 10 кВ

Согласно [1 п.3.2.34] для генераторов 10 кВ мощностью более 1 МВт должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах;
- ОЗЗ в обмотке статора;
- ДЗЗ, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- внешних КЗ
- перегрузки обмотки статора

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

Если ток ОЗЗ 5 А и более [1 п. 3.2.36], для защиты генератора выше 1 кВ от ОЗЗ предусматривается токовая защита от ОЗЗ и при емкостных токах менее 5 А.

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

Для защиты генераторов мощностью 1-30 МВт от внешних КЗ применяются МТЗ с минимальным пуском по напряжению [1 п.3.2.43].

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

В соответствии с требованиями [4 п.9.14.4] в ячейке КРУ присоединения генератора 10 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Все виды РЗА для генератора 10 кВ сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Принятые к установке виды РЗА генератора 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда)
Токовая защита от ОЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
Токовая защита от ДЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
МТЗ с пуском по напряжению	ОТ внешних КЗ
Защита от перегрузки	На сигнал с выдержкой времени
ЗДЗ	С контролем тока ввода
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

#### 7.5. Вводной выключатель

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

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ

Все виды РЗА для вводного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Принятые к установке виды РЗА ВВ 10 кВ

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

## 7.6. Секционный выключатель 10 кВ

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

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Все виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Принятые к установке виды РЗА СВ 10 кВ

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

## 7.7. Шины 10 кВ

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

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

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

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

Все виды РЗА для шин 10 кВ сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Виды РЗА секции шин 10 кВ

Вид РЗА	Примечание
ЗДЗ	С контролем тока вводов

ЛЗШ	Совместное действие терминалов НН
УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
АЧР/ЧАПВ	На ТН секции
Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера.

#### 7.8. Трансформатор 220/10 кВ

Согласно [1, п. 3.2.51] для трансформаторов 220/10 кВ предусматриваются защиты от:

- междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах 220 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках от внешних КЗ;
- токов в обмотках от перегрузки;
- понижения уровня масла.

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

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

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

Согласно [42] трансформаторы с РПН 220 кВ должны быть оборудованы газовым реле основного бака и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

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

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

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

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

Согласно [1, п. 3.2.18] для резервирования отказа выключателей на стороне 220 кВ устанавливается УРОВ.

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

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

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

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

На каждом выключателе 220 кВ и выше согласно [4, п. 9.11.1] предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

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

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

Все виды РЗА для трансформатора 220/10 кВ сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Принятые к установке виды РЗА двухобмоточного трансформатора 220/10 кВ

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

*Продолжение таблицы 22*

Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-



## 7.9. Воздушная линия 220 кВ

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

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

В рассматриваемой сети 220 кВ возможны качания, следовательно по [1 п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

По [4 п.9.11.1] на каждом выключателе 220 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Все виды РЗА для ВЛ 220 кВ сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Принятые к установке виды РЗА ВЛ 220 кВ

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

## 8. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УРЗА НА СТОРОНЕ 220 И 10 кВ.

### 8.1. Выбор фирмы-производителя УРЗА

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

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

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

Фирма	Документация	Функции	Схемы	Аттестация «ФСК ЕЭС»	Стоимость терминала, руб
-------	--------------	---------	-------	----------------------	--------------------------

ШЭ	+	+	+	+	953451,00
РАДИУС	+	+	+	+	521716,00
ЭКРА	+	+	+	+	321907,00

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## 8.2. Выбор типоразмера УРЗА КЛ 10 кВ к РП, отходящих от шин НН ПС с изолированной нейтралью

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий БЭ2502А01:

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

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 15 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ кабельной линии.

Для терминала БЭ2502А01 доступно 12 типоразмеров, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в нашем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1.

Для терминала доступно 3 блока дискретных входов, в каждом по 12 входов и 8 выходов. Фирма ООО НПП «ЭКРА» поставляет терминалы с фиксированными функциями входов/выходов. Проанализировав их назначения, приходим к выводу, что достаточно использовать 2 блока, т.е. 24 канала входа/16 выходов (таблица 24).

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 24 – Конфигурация дискретных входов и выходов терминала БЭ2502А01 фирмы ООО НПП «ЭКРА»

Входы			Выходы		
X2	Назначение	Применение	X 5	Назначение	Применение
1	Привод не готов	Используется	1	Отключение 1	Используется
2	Автомат ШП	Используется	3	Отключение 2	Используется
3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Аварийное отключение	Используется
7	Блокировка АПВ	Не используется	16	Пуск МТЗ	Используется
8	РКО	Используется	X 6		
9	РКВ	Используется	9	Контр. выход	Используется
11	АЧР	Используется	11	Вызов	Используется
13	Отключение от ЗДЗ	Используется	15	Неисправный терминал	Используется
15	РПО	Используется			
17	РПВ	Используется			
X3					
1	Внешняя сигнализация	Не используется			
2	Блокировка управления	Используется			
3	ГЗ – откл	Не используется			

*Продолжение таблицы 24*

4	ГЗ – сигнал	Не используется			
6	Отключение по ТУ	Не используется			
7	Включение по ТУ	Не используется			
9	Разрешение	Используется			

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

	ЧАПВ			
11	Контроль тока ЗДЗ	Используется		
13	ЧАПВ	Используется		
15	Внешнее УРОВ			
17	Автомат ТН	Используется		

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

Окончательно выбираем типоразмер БЭ20502А0103-27Е2 УХЛ3.1

### 8.3. Выбор типоразмера УРЗА ЭД 10 кВ

Выберем терминал РЗА для ЭД 10 кВ производства ООО НПП «ЭКРА». Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ЭД поставляются терминалы типа БЭ2502А0701.

Указанный терминал выполняет функции РЗА для ЭД:

- трехступенчатая направленная МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению;
- защита от ОЗЗ;
- защита от перегрева;
- защита от затынутого пуска;
- защита от блокировки ротора;
- ЗДЗ;
- ЗМН;
- ЗНР;
- УРОВ;
- АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Все требуемые виды защит для ЭД приведены в таблице 16 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ двигателя.

Для терминала БЭ2502А07 доступны всего три типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1. Количество и назначение входов/выходов терминала РЗА ЭД соответствует ранее приведенной таблице 24.

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

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

#### 8.4. Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 10/0,4 кВ.

Выберем терминал РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ малой мощности от фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма ООО НПП «ЭКРА» конкретно не предлагает терминал для трансформатора 10/0,4 кВ, поэтому выбираем какой из терминалов подходит по функциям из выше приведенных. Можно взять терминал, как и для КЛ. Он оснащен всеми видами защит, которые нужны для трансформатора 10/0,4, представленные в таблице 17. Выбираем типоразмер без цепей напряжения БЭ2502А0101-2702 УХЛ1.3. Количество и назначение входов/выходов терминала соответствует ранее приведенной таблице 24.

#### 8.5. Выбор типоразмера УРЗА генератора 10 кВ.

Ранее были выбраны следующие виды защит:

- Дифференциальная защита;
- Токовая защита от ОЗЗ;
- Токовая защита от ДЗЗ;
- МТЗ с пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- ЗДЗ;
- УРОВ;

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

#### 8.6. Выбор типоразмера УРЗА ВВ секции шин 10 кВ ПС.

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

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

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

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

Все требуемые виды защит для рабочего ввода приведены в таблице 19 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно.

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



### 8.7. Выбор типоразмера УРЗА СВ секции шин 10 кВ ПС

Выберем терминал РЗА СВ НН ГПП производства ООО НПП «ЭКРА». Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А02.

Терминалы типа БЭ2502А02 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

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

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в таблице 15 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ секционного выключателя.

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

### 8.8. Выбор исполнения ЗДЗ КРУ 10 кВ ПС

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

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

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

### 8.9. Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции 10 кВ ПС

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

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

Выберем терминал РЗА производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

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

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

Терминал оснащен такими функциями, как:

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

Также данная фирма ООО НПП «ЭКРА» выпускает отдельный терминал АЧР серии БЭ2502А1102. Для данного терминала доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как в моем варианте

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

защита ОЗЗ селективная направленная, то нужны аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоразмер БЭ2502А1102-27Е2 УХЛ3.1.

#### 8.10. Выбор типоразмера УРЗА трансформатора 220/10кВ

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

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

Шкаф типа ШЭ2607 153 состоит из двух комплектов.

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

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- защиту от перегрузки (ЗП);
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

- УРОВ выключателя ВН;
- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

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

Комплект 2 реализует функции:

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

Комплект 2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 25 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 153 данные функции.

Таблица 25 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 153

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

*Продолжение таблицы 25*

Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

Для шкафа ШЭ 2607 153 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 153-27E2УХЛ4.

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

#### 8.11. Выбор УРЗА на выключатель 220 кВ.

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

Функция АУВ содержит следующие устройства (узлы) и защиты:

- устройство АПВ;

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

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

Внутри шкафа установлен терминал БЭ2704V019.

Для шкафа ШЭ 2607 019 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ2607 019-27E2УХЛ4.

В таблице 26 приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ2607019 данные функции.

Таблица 26 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 019.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Автоматика управления выключателем	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Контроль напряжения (наличие/отсутствие на ЛЭП, шинах), синхронизма, улавливание синхронизма	Присутствует
Контроль включенного/отключенного положения выключателя	Присутствует
Контроль состояния готовности	Присутствует

выключателя	
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	Присутствует

В качестве реле газовой защиты трансформатора и струйной защиты отсека РПН выбираем современные реле отечественного производства РГТ–80 и РСТ–25. Расстановка терминалов и шкафов РЗА представлена на рисунке 8.

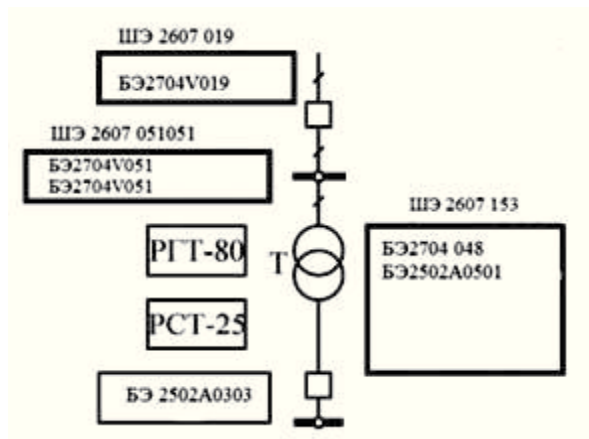


Рисунок 8 – Расстановка шкафов и терминалов РЗА двухобмоточных трансформаторов при 1 выключателе на стороне ВН

#### 8.12. Выбор типоразмера УРЗА тупиковой ВЛ 220 кВ,

Выберем типоразмер для ВЛ с односторонним питанием 220 кВ подсоединенной к РУ двумя выключателями от ООО НПП «ЭКРА».

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

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

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

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

В таблице 27 приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [6] и рассмотрено, присутствуют ли в шкафу ШЭ 2607 021 данные функции.

Таблица 27 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 021

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Дистанционная защита (ДЗ)	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
ТНЗНП	Присутствует
Логика блокировки функции ДЗ при неисправности канала связи	Присутствует
Свободно-программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика отключения выключателя и пуска УРОВ	Присутствует
Определение места повреждения на ЛЭП	Присутствует

## 9. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

### 9.1. Электродвигатель 10 кВ

Рассмотрим расчеты параметров терминалов фирмы ООО НПП «ЭКРА».

9.1.1. Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ АТД4 мощностью 2000 кВт.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БЭ2502А0701-27Е2 УХЛ3.1 производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 9.

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 16.

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [15].

К каждой секции шин РП подключен 1 ЭД:

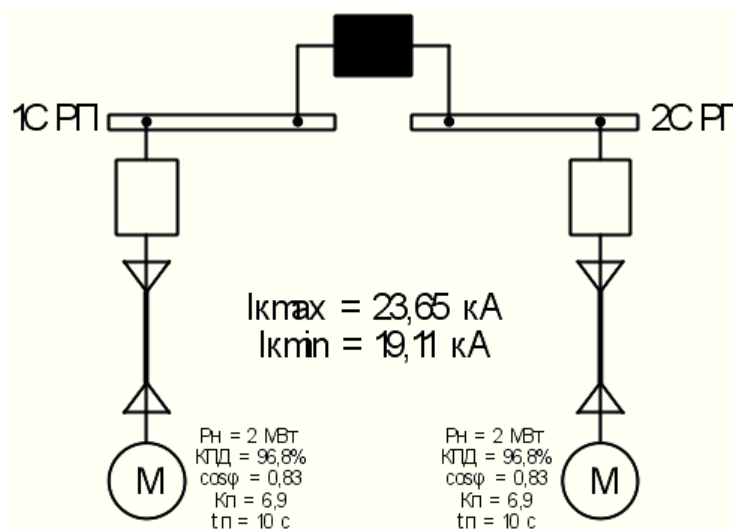


Рисунок 9 – Данные к расчету уставок РЗА ЭД.

Токовая отсечка электродвигателя.

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{с.о.д.} = k_n \cdot k_p \cdot I_{д.ном.},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, из методических указаний равный 1,15 [16];

$k_p$  – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 6,9;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном.} = \frac{P_{д.ном.}}{\sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot U_{д.ном.}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 0,968 \cdot 10} = 143,7 \text{ А.}$$

$$I_{с.о.д.} = 1,15 \cdot 6,9 \cdot 143,7 = 1177,85 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.о.д.}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19114}{875,85} \cdot 1 = 18,9,$$

где  $k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}$  - коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, для схемы неполная звезда с дополнительным реле составляет 1.

Коэффициент чувствительности по [1] должен быть не менее 1,5, следовательно, нормативная чувствительности ТО ЭД обеспечена.

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.о.д.2}} = \frac{I_{\text{с.о.д.}}}{n_m} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)},$$

где  $n_m$  - коэффициент трансформации;

$k_{\text{сх}}^{(3)}$  - коэффициент схемы.

Для схемы соединения неполная звезда с дополнительным реле коэффициент схемы для трехфазного режима составляет 1.

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ:

$$n_m = \frac{I_{1.\text{ном}}}{I_{2.\text{ном}}}.$$

Стандартное значение номинального вторичного тока примем 5 А, первичный номинальный ток выбирается по каталогу на ТТ, удовлетворяющим условию:

$$I_{1.\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс. д.}} = I_{\text{д. ном}} = 143,7 \text{ А}.$$

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М 200/5 А фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока»[17].

$$I_{\text{о.д.вт}} = \frac{875,85 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 21,9 \text{ А}.$$

Хотя токовые уставки ступеней МТЗ терминала БЭ2502А0701 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ,  $I_{2.\text{ном}}$ , равного 5 А:

$$I_{\text{о.уст}} = \frac{I_{\text{с.о.д.2}}}{I_{2.\text{ном}}} = \frac{21,9}{5} = 4,38.$$

Минимальная выдержка времени ТО может быть установлена равной 0 с.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Защита ЭД от КЗ в терминале БЭ2502А0701 выполнена трехступенчатой: первая МТЗ-1 и вторая МТЗ-2 с независимой времятоковой характеристикой, третья МТЗ-3 с независимой или зависимой времятоковой характеристикой.

По пункту 1.2.10.1.3 [15] диапазоны уставок по току срабатывания:

- МТЗ-1: от  $0,3 \cdot I_n$  до  $40 \cdot I$  ;
- МТЗ-2: от  $0,1 \cdot I_n$  до  $40 \cdot I$  ;
- МТЗ-3: от  $0,07 \cdot I_n$  до  $20 \cdot I$  .

По пункту 1.2.10.1.4 [15] с независимой времятоковой характеристикой диапазоны уставок по выдержки времени:

- МТЗ-1: от 0 до 10,0 с;
- МТЗ-2: от 0,1 до 20,0 с;
- МТЗ-3: от 0,2 до 100 с.

Для реализации ТО достаточно одной из них (для ТО берем самую грубую, т.е. 1 ступень). Уставки защиты от КЗ представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Уставки первой ступени МТЗ для выполнения ТО ЭД от междуфазных КЗ

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-1)	Значение
МТЗ-1	ВКЛ
$I_{ср}, А$	21,9 А
$T_{ср}, с$	0,00
Автоматическое заглубление уставки	Не предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-1	Не предусмотрено
МТЗ-2	Выведено
МТЗ-3	Выведено

### 9.1.2. Защита от перегрузки

В терминале БЭ2502А0701 есть тепловая защита от перегрузки, работающая на основе расчетов тепловой модели ЭД. Однако для точной работы модели необходимо задать постоянные времени нагрева и охлаждения двигателя, которые тяжело узнать на стадии проектирования. Кроме того, указанные характеристики меняются в зависимости от температуры

окружающей среды, что может быть точно учтено лишь наличием соответствующего физического датчика, присоединенного к терминалу.

При выполнении защиты от перегрузки двигателей малой мощности (стоимости) на предприятии с дежурным обслуживающим персоналом на сигнал, возможно реализация защиты в виде обычной токовой (МТЗ) с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

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

$$I_{з.п.д} = 1,1 \cdot 143,7 = 158 \text{ А.}$$

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{k_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{6,9 \cdot 143,7}{158} = 6,28.$$

При данной кратности тока выдержка времени ЗП:

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

где  $t_{п}$  — время пуска ЭД.

Для длительно инверсной характеристики выдержка времени МТЗ-3:

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

Выражаем  $k$ :

$$k = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^1 - 1\right)}{120} = \frac{15 \cdot (6,28 - 1)}{120} = 0,66 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания ЗП ЭД МТЗ-3:

$$I_{з.п.д.вр} = \frac{158 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 3,95 \text{ А.}$$

Таблица 29 – Уставки третьей степени МТЗ для выполнения защиты от перегрузки ЭД 10 кВ

Уставки защиты от КЗ(МТЗ-3)	Значение
МТЗ-3	ВКЛ
$I_{ср}$ , А	6,28 А
$T_{ср}$ , с	Не предусмотрено
Действие МТЗ-3 на отключение	Не предусмотрено

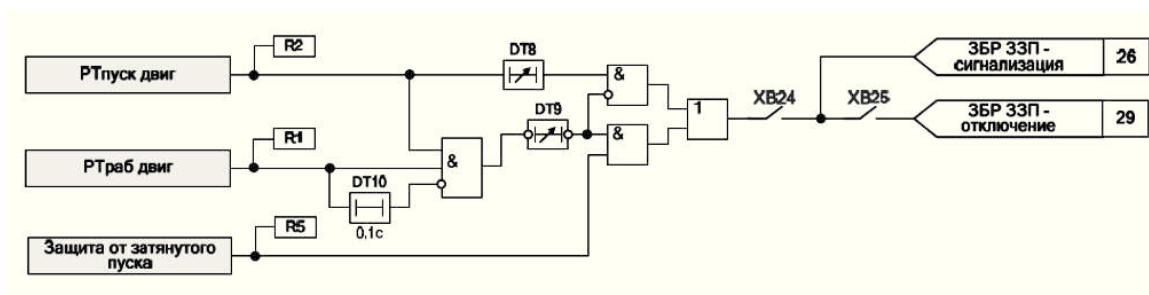
Контроль направленности МТЗ-3	Не предусмотрено
Ускорение МТЗ-3	Не предусмотрено
Пуск по напряжению МТЗ-3	Не предусмотрено
Базисный ток	5 А
Независимая выдержка времени МТЗ-3	15 с

### 9.1.3. Защита от блокировки ротора и затянутого пуска

Если при пуске или работе ротор будет заблокирован, то перегрев ЭД может наступить за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае неэффективна. В любом из МП терминалов, специально предназначенных для защиты ЭД, как правило, предусматривается специальная защита от блокировки ротора, действующая на отключение. Защита от затянутого пуска работает в режиме «Пуск» ЭД и предназначена для выявления неуспешного пуска ЭД вследствие недопустимой нагрузки. Защита выполнена в соответствии с рисунком 10 и срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки пускового тока в течении времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

Защита от блокировки ротора работает в режиме «Работа» электродвигателя и предназначена для выявления возникновения во время работы недопустимой нагрузки защита выполнена в соответствии с рисунком 10 и срабатывает, если максимальный из фазных токов выше уставки срабатывания защиты в течении времени, заданного уставкой выдержки времени DT9.

Ввод в работу защиты от блокировки ротора и защиты от затянутого пуска осуществляется программной накладкой ХВ24, действие на отключение задается программной накладкой ХВ25.



## Рисунок 10 – Функционирование защиты от блокировки ротора и затянутого пуска

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

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора

$$I_s = \frac{k_{II} \cdot I_{д.ном}}{2} = \frac{6,9 \cdot 143,7}{2} = 495,8 \text{ А.}$$

Вторичный пусковой ток:

$$I_{s.учм} = \frac{I_s}{I_{2.ном} \cdot n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{495,8}{5 \cdot 40} \cdot 1 = 2,48 \text{ А.}$$

Таблица 30 – Уставки защит от блокировки ротора и затянутого пуска

Уставка	Значение
Работа ЗБС	ВКЛ
Действие ЗМН на отключение	ВКЛ
Время блокировки ротора	6,5 с
Время пуска электродвигателя	10 с
Пусковой ток двигателя	875,85 А

### 9.1.4. УРОВ

УРОВ обеспечивает действие (пуск) на вышестоящий выключатель при срабатывании любых защит терминала (или внешних защит) и неуспешном отключении контролируемого выключателя в соответствии с рисунком 11. Режим ввода в работу пуска УРОВ обеспечивается программной накладкой ХВ44, которая представлена на лицевой панели терминала в виде тумблера SA1. Программная накладка ХВ42 определяет условие пуска функции УРОВ по сигналу внешнего отключения.

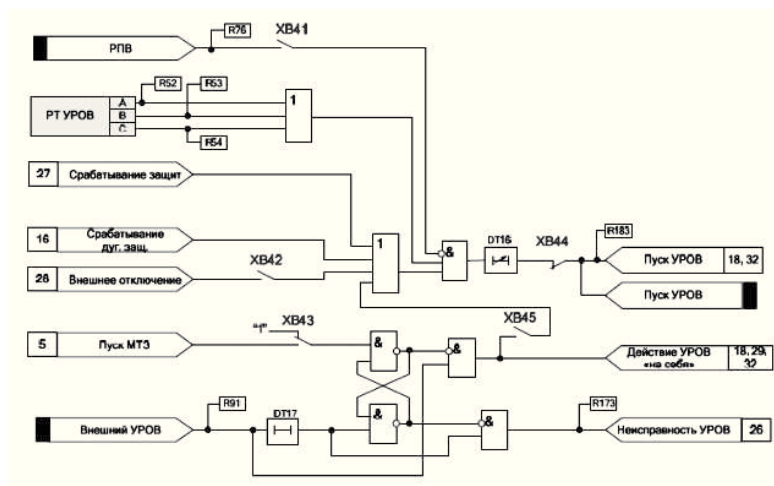


Рисунок 11 – Функциональная схема УРОВ

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

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = I_{д.ном} \cdot 0,05 = 0,05 \cdot 143,7 = 7,19 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.уст} = \frac{I_{уров}}{I_{2.ном} \cdot n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{7,19}{5 \cdot 40} \cdot 1 = 0,0360 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ:

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

где  $t_{откл.в}$  — полное время отключения выключателя;

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

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

$t_{зап}$  — время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$t_{уров} = 0,05 + 0,06 + 0,25 + 0,1 = 0,235 \text{ с.}$$

Таблица 31 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение
УРОВ	Вывод
Ток срабатывания	36 мА
Время срабатывания УРОВ	0,24 с
Контроль РПН	Не предусмотрен

Действие внешнего отключения на УРОВ	Предусмотрено
Контроль по току при действии УРОВ на себя	Не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

## 9.2. Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1. производства ООО НПП «ЭКРА». Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 12.

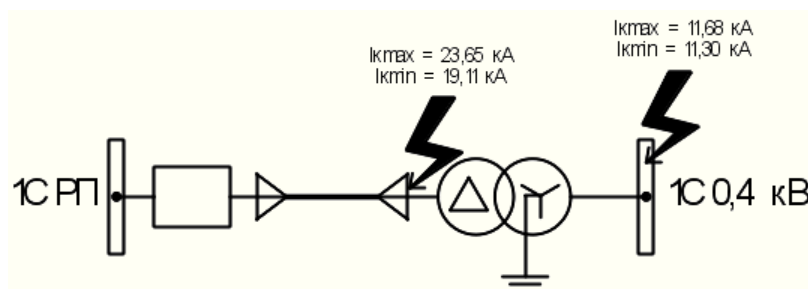


Рисунок 12 – Исходные данные для расчёта уставок защиты трансформатора

### 9.2.1. Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

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

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (рисунок 12) при заданных или посчитанных в программе ТОКО токах трехфазного КЗ за трансформатором.

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

Схема замещения для расчета тока однофазного КЗ за трансформатором представлена на рисунке 13.



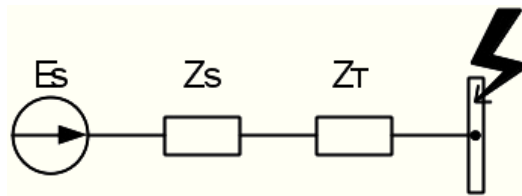


Рисунок 13 – Схема замещения при однофазном КЗ за трансформатором  
Сопротивление системы  $Z_s$  приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_s = \frac{E_s}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз. мин. нн.}}^{(3)}} \cdot \frac{U_{\text{ср. ном. нн}}}{U_{\text{ср. ном. вн}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,3} \cdot \frac{0,4}{10,5} = 2,04 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}$$

Значение  $Z_m$  приведенное к стороне 0,4 кВ приводятся во многих справочных пособиях, например из [16] приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 0,4 кВ.

$S_T$ , кВА	$U_{\text{НОМ.ВН}}$ , кВ	$1/3 Z_T$ , Ом	$Z_T$ , Ом
630	6...35	0,042	0,126
1600	6...35	0,018	0,054
2500	6...10	0,0036	0,0108
4000	6...10	0,000733	0,0022

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

$$I_{\text{кз. мин. нн}}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\text{ср. ном. ф}}}{2 \cdot Z_s \cdot Z_m} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 2,04 \cdot 10^{-2} + 0,0022} = 16000 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз. мин. вн}}^{(1)} = \frac{I_{\text{кз. мин. нн 0,4}}^{(1)}}{\left( \frac{U_{\text{ср. ном. вн}}}{U_{\text{ср. ном. нн}}} \right)} = \frac{16000}{\left( \frac{10}{0,4} \right)} = 640 \text{ А.}$$

### 9.2.2. Токовая отсечка трансформатора

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

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

$$I_{\text{с.о.1}} \geq k_n \cdot I_{\text{кз. макс. нн}} 10^{(3)} = 1,2 \cdot 467,2 = 560,64 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{с.о.2}} \geq k_n \cdot I_{\text{т. раб. макс}},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [16] принимается равным 5;

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

Рабочий максимальный ток трансформатора:

$$I_{т. раб. макс} = \frac{k_n \cdot S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т. ном. вн}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,3 \text{ А.}$$

где  $k_p$  – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

Ток срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{с. о. 2} \geq 5 \cdot 323,3 = 1616,5 \text{ А.}$$

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

$$I_{с. о} = \max\{I_{с. о. 1}; I_{с. о. 2}\} = \max\{560,64; 1616,5\} = 1616,5 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с. о. втор} = \frac{I_{с. о.}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)}.$$

Выбираем ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации ПТ равным 400/5.

Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТОЛ-10 по каталогу [17] фирмы ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» выбираем  $I_{1. ном}$  равным 400 А.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с. о. втор} = \frac{1616,5 \cdot 5}{400} \cdot 1 \approx 20,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{с. о. о. е} = \frac{I_{с. о. втор}}{I_{2. ном. тт}} = \frac{20,2}{5} = 4,04.$$

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

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

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

$$k_u = \frac{I_{кз. макс. вн}^{(3)}}{I_{с.о}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{23650}{1616,5} \cdot 1 = 14,6 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0с.

Таблица 33 – Настройка параметров ТО.

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания загруженной МТЗ-1	20,2 А
Ток срабатывания МТЗ-1	20,2 А
Время срабатывания МТЗ-1	0 с
Автомат. загрузка уставки МТЗ-1	предусмотрено
Контроль направленности МТЗ-1	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-1	не предусмотрен

### 9.2.3. Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с.зап}}{k_{в}} \cdot I_{т. раб. макс.}$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности;

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

$k_{в}$  – коэффициент возврата.

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

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,94} \cdot 323,3 = 536,5 \text{ А.}$$

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

$$k_u = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. нн}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 452}{536,5} \cdot 1 = 0,73 < 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности меньше нормативного значения, поэтому дополнительно требуется пуск по напряжению для МТЗ.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{c.з.2} = \frac{I_{c.з.3}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{536,5 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 6,7 \text{ А.}$$

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

$$I_{c.з.о.е} = \frac{I_{c.з.2}}{I_{2,ном.тт}} = \frac{6,7}{5} = 1,34.$$

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

Для выбора выдержки времени МТЗ необходимо учесть выдержки времени расцепителей автоматических выключателей НКУ 0,4 кВ и выбрать степень селективности между терминалом защиты силового трансформатора и вводом НН (рисунок 14).

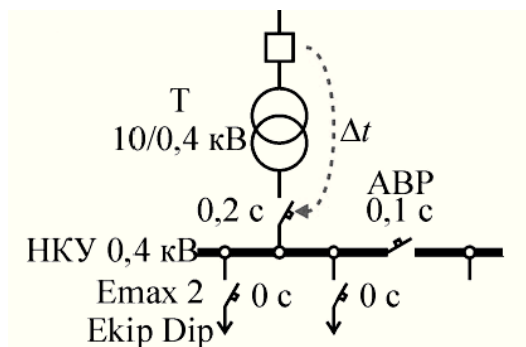


Рисунок 14 – НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

В рассматриваемом примере в НКУ 0,4 кВ на стороне НН трансформатора 10/0,4 кВ установлены автоматические выключатели Еmax 2 производства АББ с МП расцепителями Еkip Dip LSIG. Для защиты от КЗ в расцепителях используются ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени. Выдержки времени автоматов отходящих присоединений, секционного и вводных автоматов представлены на рисунке 15.

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

$$\Delta t = t_{откл. авт. вв} + t_{погреш. авт. вв} + t_{погреш. терм. т} + t_{возв. мтз. т} + t_{зап} = 0,04 + 0,02 + 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,25 \text{ с}$$

где  $t_{откл. авт. вв}$  – время отключения автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,04 с;

$t_{погреш. авт. вв}$  – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ВВ, по данным [22] составляет 0,02 с;

$t_{погреш. терм. т}$  – погрешность выдержки времени МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [21] составляет 0,025 с;

$t_{возв. мтз. т}$  – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [22] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Степень селективности  $\Delta t$  можно оставить равным 0,25 с, можно округлить до 0,3 с, можно принять рекомендованное [20] 0,4 с.

В данном примере примем  $\Delta t$  равной 0,3 с.

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{мтз. т} = t_{мтз. вв 0,4} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с}$$

Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01 представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры второй ступени МТЗ терминала БЭ2502А01

Уставки 2 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-2	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-2	6,7 А
Время срабатывания МТЗ-2	0,5 с
Контроль направленности МТЗ-2	предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-2	предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	предусмотрено

#### 9.2.4. Защита от перегрузки трансформатора

Рассчитаем параметры защиты от перегрузки трансформатора по [20].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з. n} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{т. ном}$$

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

$k_в$  – коэффициент возврата;

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

Коэффициент возврата третьей ступени МТЗ, на которой реализуется защита от перегрузки по [21] выставляем кв равным 0,94.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{т.ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.вн}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.н} = \frac{1,05}{0,94} \cdot 230,9 = 257,9 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{с.з.н.2} = \frac{I_{с.з.н}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{257,9 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 3,22 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.з.н.о.е} = \frac{I_{с.з.н.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{3,22}{5} = 0,644.$$

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

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

Настройки третьей ступени МТЗ работающей как защиты от перегрузки показаны в таблице 35.

Таблица 35 – Настройки третьей ступени МТЗ с работающей как защита от перегрузки

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	3,22 А
Время срабатывания МТЗ-3	10 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен

Действие МТЗ-3 на отключение	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрен
Выбор характеристики	независимая
Базисный ток	5 А

### 9.2.5. Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора

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

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

$$I_{с.з.о} = k_n \cdot I_{нб.макс} = 0,5 \cdot I_{т.раб.макс.нн},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, равный 2;

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

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

Рабочий максимальный ток стороны НН:

$$I_{т.раб.макс.нн} = \frac{k_n \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{т.ном.нн}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8082,9 \text{ А},$$

где  $k_n$  – коэффициент перегрузки, принимается равным 1,4.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.о} = 0,5 \cdot 8082,9 = 4041,45 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_v = \frac{I_{кз.мин.нн} 0,4^{(1)}}{I_{с.з.о}} = \frac{11300}{4041,45} = 2,8 \geq 2.$$

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

$$I_{нб.макс} = 0,25 \cdot I_{т.раб.макс.нн} = 0,25 \cdot 8082,9 = 2020,7 \text{ А};$$

Для ТТ ТНШЛ-0,66 [17] выбираем  $I_{1.ном.тт.о}$  равным 2000 А, а  $I_{2.ном.тт.о}$  равным 1 А (так как вход для подключения ТТНП заданного БЭ2502А01 рассчитан на номинальный ток 1 А).

Вторичное значение тока срабатывания защиты:

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$I_{c.з.о.2} = \frac{I_{c.з.о}}{n_{m.о}} = \frac{4041,45 \cdot 1}{2000} = 2,02 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, I<sub>2.НОМ.ТТ</sub> равного 1 А:

$$I_{c.з.о.о.е} = \frac{I_{c.з.о.2}}{I_{2.НОМ.ТТ.о}} = \frac{2,02}{1} = 2,02.$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных КЗ укладывается в допустимый диапазон (0,01...4,0)I<sub>n</sub>.

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

$$t_{з.о.м} = t_{з.о.вв0,4} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Степень селективности между терминалом БЭ2502А01 и расцепителем автомата ввода  $\Delta t$  была определена ранее.

Настройки защиты от однофазных КЗ представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Настройка защиты от однофазных КЗ

Уставки ступени защиты от замыканий на землю(ТЗНП)	Значение
Ток срабатывания ЗОЗЗ-1	2,02 А
Время срабатывания ЗОЗЗ-1	0,5 с
Работа только по напряжению U0	не предусмотрена
Работа только по току I0	предусмотрена
Работа по току I0 и мощности S0	не предусмотрена
Действие ЗОЗЗ-1 на отключение	предусмотрено

### 9.2.6. УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 230,9 = 11,5 \text{ А;}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{11,5 \cdot 5}{400} \cdot 1 = 0,144 \text{ А.}$$



Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, I<sub>2.ном.тт</sub> равного 5 А:

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2,ном.тт}} = \frac{0,144}{5} = 0,029$$

Минимально возможная уставка в о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,07·5=0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.м} + t_{в.уров} + t_{н.уров} + t_{зан} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

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

Настройка УРОВ приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Настройка УРОВ

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

### 9.3. Ячейка КРУ выключателя КЛ к ТП

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП. Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А01, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 15.

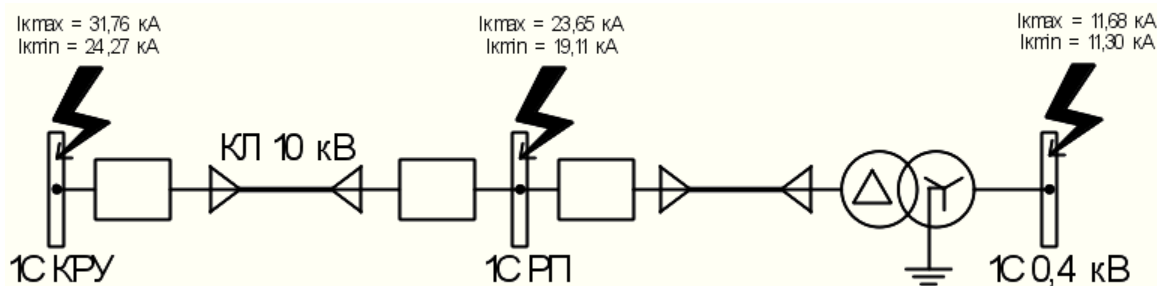


Рисунок 15 – Связь между КРУ и РП посредством КЛ 10 кВ

Виды РЗА подлежащие расчету приведены в таблице 2. Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 15 представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Значения ТКЗ в отдельных точках схемы замещения

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К31...К34, приведенное к стороне 10 кВ, А		
	К31	К32	К33
Максимальный режим	31755	23651	467,28
Минимальный режим	24274	19114	452

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

### 9.3.1. Токовая отсечка КЛ

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

$$I_{c.o.1} \geq k_n \cdot I_{кз. макс. кз 2}^{(3)} = 1,2 \cdot 23651 = 28381 \text{ А},$$

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

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

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot \sum I_{т.ном} = 5 \cdot (4 \cdot 230,9) = 4618 \text{ А},$$

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

Номинальные токи трансформатора были рассчитаны выше.

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

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

$$I_{c.o.\phi} = \frac{I_{c.o.\phi}}{2} = \frac{28381}{2} = 14190,5 \text{ A.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. кз2}^{(3)}}{I_{c.з.2}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19114}{14190,5} \cdot 1 = 1,17 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности зоны резервирования  $< 1,5$ , поэтому токовая отсечка не может быть принята в качестве основной защиты линии.

### 9.3.2. Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

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

$$I_{c.з.1} \geq \frac{k_n \cdot k_z}{k_g} \cdot I_{раб. макс. кл},$$

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

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

Рабочий максимальный ток КЛ:

$$I_{раб. макс. кл} = I_{РП. макс} = 866 \text{ A.}$$

По каталогу ТТ [17] выбираем ТТ ТОЛ-10 с пт равным 1000/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{c.з.1} \geq \frac{1,2 \cdot 1,6}{0,94} \cdot 866 = 1768,9 \text{ A.}$$

					Лист
					15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР

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

$$I_{с.з.2} = k_{н.с} \cdot I_{мтз.т} = k_{н.с} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{м.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 338,7 \text{ А},$$

где  $k_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, по [16] принимается равным 1,1;

$I_{мтз.т}$  – ток срабатывания МТЗ трансформатора ТП, так как нагрузка у трансформатора и кабельной линии одинакова, составляет 338,7 А.

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЛ принимается большим по двум условиям, т.е. 1768,9 А.

Коэффициент чувствительности в основной зоне защиты:

$$k_{ч.озд} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз2}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19114}{1768,9} \cdot 1 = 9,36 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.кз3}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 452}{1768,9} \cdot 1 = 0,221 < 1,2.$$

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

Выбор выдержки времени МТЗ.

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. Методика расчетов выдержки времени МТЗ трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена выше и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К32:

$$t_{мтз.кл} = t_{мтз.т} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с};$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К32 составит:

$$K_{кз2} = \frac{I_{кз.макс.кз2}^{(3)}}{I_{с.з}} = \frac{23651}{1768,9} = 13,4.$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

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

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

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

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

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_b}\right)^\alpha - 1},$$

где  $t$  – время срабатывания;

$I$  – сродной ток;

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

$\beta$  и  $\alpha$  – коэффициенты, определяющие степень инверсии, соответственно равные 80,00 и 2,00;

$k$ -уставка МТЗ по времени.

Выразим из приведенного выше выражения уставку по времени:

$$k = \frac{t \cdot \left(\left(K_{кз2}\right)^\alpha - 1\right)}{\beta} = \frac{1,8 \cdot \left(\left(13,4\right)^2 - 1\right)}{80} = 4 \text{ с.}$$

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

Выдержка времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале линии:

$$t_{кз1} = \frac{k \cdot 80}{\left(I_{кз. макс. кз1}^{(3)} / I_b\right)^2 - 1} = \frac{4 \cdot 80}{\left(31755 / 1768,9\right)^2 - 1} = 1 \text{ с.}$$

Карта селективности для МТЗ КЛ представлена на рис. 16.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

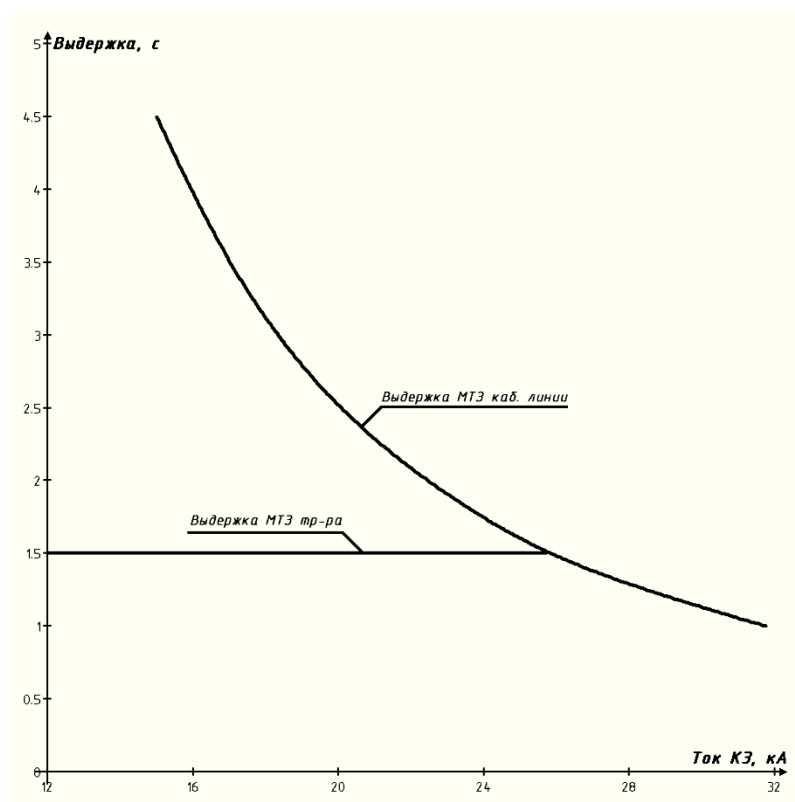


Рисунок 16 – Карта селективности для МТЗ КЛ

Для построения плавной обратнoзависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени таблица 39.

Таблица 39 – Значения выдержек времени для построение плавной обратнoзависимой кривой МТЗ КЛ

Ток, А	15000	18000	20000	23651	27000	31755
Выдержка времени, с	4,5	3,12	2,52	1,8	1,38	1

Как видно из таблицы 39, при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{мтз.2}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_m} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{1768,9 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 8,84 \text{ А.}$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, I<sub>2.ном.тт</sub> равного 5 А:

$$I_{\text{мтз2.о.е}} = \frac{I_{\text{мтз2}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = \frac{8,84}{5} = 1,768.$$

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

Настройка МТЗ представлена в таблице 40.

Таблица 40. Настройка третьей ступени МТЗ

Уставки МТЗ-3	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	8,84 А
Время срабатывания МТЗ-3	4 с
Контроль направленности МТЗ-3	не предусмотрен
Пуск по напряжению МТЗ-3	не предусмотрен
Ускорение МТЗ-3	не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная

### 9.3.3. УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{кл.ном} = 0,05 \cdot 433 = 21,65 \text{ А.}$$

По каталогу [17] выбираем ТТ ТОЛ-10  $n_m = 1000/5$ .

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{21,65 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,108 \text{ А.}$$

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

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{0,108}{5} = 0,02.$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

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

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

Настройка УРОВ приведена в таблице 41.

Таблица 41. Настройка УРОВ

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

#### 9.4. Генератор 10 кВ

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

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

##### 9.4.1. Ненаправленная МТЗ и токовая защита от ОЗЗ

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

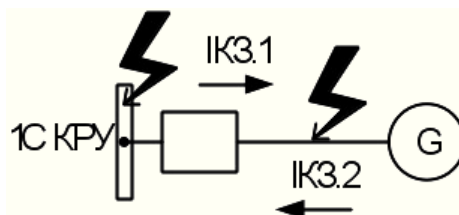
Исходные данные:

$$I_{КЗ.1.МИН}^{(3)} = 21,816 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ.2}^{(3)} = 2,466 \text{ кА};$$

$$I_{Г.НОМ} = 288,7 \text{ А};$$

Схема подключения каждого генератора представлена на рисунке 17.





## Рисунок 17 – Схема подключения генератора к шинам КРУ

### 9.4.2. МТЗ

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

$$I_{МТЗ.Г.1} = k_{ОТС} \cdot I_{КЗ.2}^{(3)} = 1,2 \cdot 2,466 = 2,96 \text{ кА.}$$

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

$$k_{ч.МТЗ.Г.1} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ.1.МИН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Г.1}} \right) k_{ОТ.ч.СХ}^{(2)} = \left( \frac{0,886 \cdot 21,816}{2,96} \right) \cdot 1 = 6,53.$$

Вторая ступень МТЗ отстраивается от номинального тока генератора:

$$I_{МТЗ.Г.2} = \frac{k_H \cdot I_{Г.НОМ}}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 288,7}{0,95} = 334,3 \text{ А.}$$

Чувствительность при внешних КЗ:

$$k_{ч.МТЗ.Г.2} = \left( \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ.2}^{(3)}}{I_{МТЗ.Г.2}} \right) k_{ОТ.ч.СХ}^{(2)} = \left( \frac{0,866 \cdot 2,466}{0,3343} \right) \cdot 1 = 6,39.$$

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

Выдержка времени ВВ зависит от направления тока (мощности).

### 9.5. Трансформатор ТРДН-63000/220

На стороне 220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 10 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит тупиковых линий 220 кВ

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

На шинах или ошиновке трансформаторов 220 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Обычно на ВЛ и шинах 220 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 220 кВ и выше устанавливается УРОВ.

### 9.5.1. Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-63000/220.

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом возможной и коэффициентов схемы таблица 42.

Таблица 42 – Данные по трансформатору.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-220 кВ	НН-10 кВ

*Продолжение таблицы 42*

Ином стороны, соответствующий S <sub>НОМ</sub> , А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ. ср}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307$
Схема ТТ		Δ	У
пт стороны	$\frac{I_{1. ном. тт}}{I_{2. ном. тт}}$	300/5	6000/5

Втор стороны, соответствующий S <sub>ном</sub> , А	$\frac{I_{ном} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_m}$	$\frac{158 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 4,56$	$\frac{3307 \cdot 1 \cdot 5}{6000} = 2,76$
--	--	---	--

По каталогу [17] выбираем первичный номинальный ток ТТ  $I_{1.ном.тт} = 300$  А.

Определим по каталогу [20] во.е.  $I_{с.р.мин}$  приняв за базовый ток  $I_{ном.вн}$ , по первому условию:

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

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

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

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

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

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

$E$  - относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

$\Delta U$  - относительная погрешность, обусловленная РПН;

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

$I_{нач.торм}$  - расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен (

$$\frac{S_{\Sigma/2}}{S} = \frac{7,2}{16} = 0,45 \text{ о.е.}$$

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

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН (таблица 9) составляет 31755 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{кз.макс} = I_{кз.макс.кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном.вн}} = 31755 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{158} = 9,61 \text{ о.е.}$$

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

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

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

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	

$$I_{с.р. макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 9,61 = 4,02 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_m \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р. мин}}{I_{кз. макс} - I_{начторм}} = \frac{4,02 - 0,296}{9,61 - 0,6} = \frac{3,724}{9,01} = 0,413.$$

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

Ток торможения блокировки:

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

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

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

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ. вн}}{I_{втор} \cdot n_m} = \frac{158}{4,56 \cdot 300/5} = 0,577 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

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

$$I_{отс} \geq 6,5 \text{ о. е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз. макс} \cdot (k_{одн} \cdot k_{пер} \cdot E + \Delta U + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot 9,61 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 6,9 \text{ о. е.}$$

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

Коэффициент торможения равен:

$$k_m = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб} - I_{с.р. мин}}{I_{кз. макс} - I_{начторм}} = \frac{4,02 - 0,296}{9,61 - 0,6} = \frac{3,724}{9,01} = 0,413.$$

Оценим чувствительность ДЗТ: ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 24274 А. Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{кз. т} = I_{кз. мин. кз1}^{(3)} \cdot \frac{U_{ср. ном. нн}}{U_{ср. ном. вн}} \cdot \frac{k_{от. ч. сх}^{(2)}}{I_{НОМ. вн}} = 24274 \cdot \frac{11}{230} \cdot \frac{1}{158} = 7,35 \text{ о. е.}$$

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

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

$$k_u = \frac{I_{кз.т}}{I_{с.р.мин}} = \frac{7,35}{0,296} = 24,8 \geq 2.$$

### 9.5.2. Максимальная токовая защита силового трансформатора ТРДН-63000/220

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

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_{в}} \cdot I_{раб. макс},$$

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

$k_{в}$  – коэффициент возврата, по [20] равен 0,9;

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

$$I_{раб. макс} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 236 \text{ A};$$

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

$$k_{зан} = \frac{S_{сам.зан}}{S_{раб. макс}} = \frac{\frac{k_n \cdot P_{эд}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{эд.с.з} + N_m \cdot k_{с.з.т} \cdot S_m}{\frac{P_{эд}}{\cos\varphi \cdot \eta} \cdot N_{эд} + N_m \cdot S_m} = \frac{\frac{6,9 \cdot 2000}{0,83 \cdot 0,968} \cdot 1 + 4 \cdot 1,3 \cdot 4000}{\frac{2000}{0,83 \cdot 0,968} \cdot 2 + 4 \cdot 4000} = 1,81 \geq 1,5,$$

где  $N_{эд.с.з} = \frac{N_{эд}}{2} = \frac{2}{2} = 1$  в рассматриваемом примере, т.к. имеется ЗМН;

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

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

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,82}{0,9} \cdot 236 = 573 \text{ A}.$$

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

$$I_{с.з1} = k_{отс} \cdot I_{с.з} = 1,1 \cdot 573 = 630 \text{ A}.$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з2} = \frac{I_{с.з1}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{630 \cdot 5}{300} \cdot \sqrt{3} = 18,2 \text{ A}.$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Ток срабатывания МТЗ ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100)А.

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

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. вн 220}^{(3)}}{I_{с.з1}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{1161}{630} \cdot 1 = 1,84 \geq 1,5.$$

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

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. тр 10/0,4}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{19,65}{630} \cdot 1 = 0,03 < 1,2.$$

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

$$k_{ч.зр} = \frac{I_{кз. мин. кл}^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{914,15}{630} \cdot 1 = 1,45 \geq 1,2.$$

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

$$t_{с.в.} = t_{мтз.кл} + \Delta t = 1,8 + \Delta t.$$

$$\Delta t = t_{откл.кл} + t_{погреш.св} + t_{погреш.кл} + t_{возв.мтз.св} + t_{зап} = 0,06 + 2 \cdot 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,23 \text{ с},$$

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

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

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

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

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

$$\Delta t = t_{откл.св} + t_{погреш.в.в} + t_{погреш.с.в} + t_{возв.мтз.в.в} + t_{зап}.$$

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

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

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

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

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

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

где  $\Delta t$ - ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

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

Настройка МТЗ ВН представлена в таблице 43.

Таблица 43. Настройка МТЗ ВН

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	18,2 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с
Пуск МТЗ ВН по напряжению	не предусмотрен
Пуск МТЗ ВН при выводе МТЗ НН	не предусмотрен

*Продолжение таблицы 43*

Блокировка МТЗ ВН при БТН	не предусмотрена, т.к. выдержка времени
---------------------------	---

### 9.5.3. Защита от перегрузки силового трансформатора ТРДН-63000/220

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн}} = \frac{I_{\text{ном.вн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{231 \cdot 1,05}{0,9} = 269,5 \text{ А,}$$

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

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата по [20] равен 0,9;

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

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн2}} = \frac{I_{\text{зп.вн}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{269,5}{300} \cdot \sqrt{3} = 1,56 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.нн}} = \frac{I_{\text{ном.нн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{5092 \cdot 1,05}{0,9} = 5940,6 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.нн2}} = \frac{I_{\text{зп.нн}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{5940,6 \cdot 5}{6000} \cdot 1 = 4,95 \text{ А.}$$

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

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

#### 9.5.4. УРОВ трансформатора ТРДН-63000/220

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

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{т.ном} = 0,05 \cdot 231 = 11,55 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_m} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{11,55 \cdot 5}{300} \cdot \sqrt{3} = 0,333 \text{ А.}$$

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

Выдержка времени УРОВ:

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

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

Настройка УРОВ приведена в таблице 44.

Таблица 44 – Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,333 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Ток срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с
Подтверждение пуска УРОВ ВН от сигнала	не предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено

#### 9.6. Воздушная линия 220 кВ

##### 9.6.1. Токовая отсечка ВЛ 220 кВ

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

$$I_{с.о.} = I_{К2} \cdot k_n = 1443,4 \cdot 1,2 = 1732 \text{ А.}$$

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

Оценим чувствительность ТО:



$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. мин. в начале вл}^{(3)}}{I_{с.о}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{5502}{1732} \cdot 1 = 3,2 > 1,5.$$

Определим зону действия отсечки.

Настройка ТО приведена в таблице 45.

Таблица 45 – Настройка ТО

Уставки ТО	Значение
Ток срабатывания ТО	1,73 кА
Действие ТО при включении	постоянно
ТО	введена

### 9.6.2. УРОВ ВЛ 220 кВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{вл. ном} = 0,05 \cdot \frac{S_{вл. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{уров} = 0,05 \cdot \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 11,8 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ.

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n t} \cdot k_{сх}^{(3)}$$

$$I_{уров.2} = \frac{11,8 \cdot 5}{300} \cdot \sqrt{3} = 0,341 \text{ А.}$$

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

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2.ном.тт}}$$

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{0,341}{5} = 0,068.$$

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

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл. в. т} + t_{в. уров} + t_{зан.}$$

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

Настройка УРОВ приведена в таблице 46.

Таблица 46 – Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,341 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Подтверждение пуска УРОВ от КЗС	не предусмотрен
Действие УРОВ на себя	предусмотрено

### 9.6.3. Дистанционная защита линий 220 кВ

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

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС.

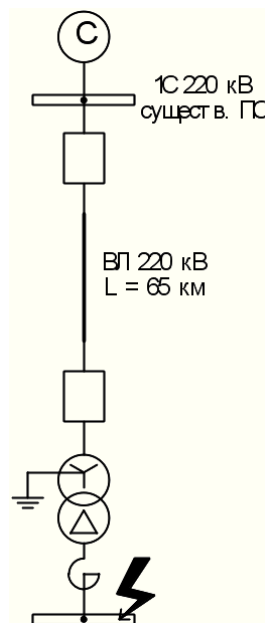


Рисунок 18 – Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС

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

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

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

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

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

$\delta$  – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным принимается 0,1;

$Z_{вл}$  – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ может быть определена по нагрузке трансформатора, т.е.  $63 \cdot 1,42 \approx 90$  МВА. Если ГПП выполнена по схеме четырехугольник, то при отсутствии точных данных о нагрузке ГПП, максимальная нагрузка ВЛ определяется по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки.

Сечение ВЛ принято  $240 \text{ мм}^2$ . Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [19]:

$$r_0 = 0,1180 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{вл} = r_0 \cdot L_{вл} = 0,1180 \cdot 65 = 7,67 \text{ Ом}.$$

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,435 \cdot 65 = 28,3 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{вл} = 7,67 + j 28,3 = 29,32 \cdot e^{j74,8^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{m1} = \frac{uk}{100} \cdot \frac{(U_{ном. вл})^2}{S_{ном}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 96,6 \text{ Ом}.$$

Потери короткого замыкания по данным таблицы 5.16 [19] 265 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$R_{m1} = \Delta P_K \cdot \frac{(U_{ном. вн})^2}{(S_{ном})^2} = 265000 \cdot \frac{230^2}{63000^2} = 3,53 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{m1} = \sqrt{(Z_{m1})^2 - (R_{m1})^2} = \sqrt{96,6^2 - 3,53^2} = 96,5 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{m1} = 3,53 + j 96,5 = 96,6 \cdot e^{j87,9^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с. з. 1} = \frac{29,32 \cdot e^{j74,8^\circ}}{1 + 0,05 + 0,1} = 25,5 \cdot e^{j74,0^\circ} = 7,03 + j 24,5 \text{ Ом.}$$

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

Для ТН НАМИ-220 [27] коэффициент трансформации:

$$n_n = \frac{U_{1. ном}}{U_{2. ном}}$$

$$n_n = \frac{220000}{100} = 2200.$$

Для схемы ГПП с одним трансформатором рабочий максимальный ток линии определяется по номинальному току трансформатора:

$$I_{раб. макс. вл} = \frac{S_{нагр. вл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. вн}}$$

$$I_{раб. макс. вл} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 236 \text{ А.}$$

У ТТ встроенного в выключатель ВГТ-220Ш-1К-40/4000 коэффициент трансформации:

$$n_m = \frac{I_{1. ном}}{I_{2. ном}}$$

$$n_m = \frac{300}{5} = 60.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с. з. 1. втор} = Z_{с. з. 1.} \cdot \frac{n_m}{n_n} = (7,03 + j 24,5) \cdot \frac{300}{2200} = 0,959 + j 3,34 \text{ Ом.}$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 74 градуса, сопротивление – 3,47 Ом. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (рис. 19).

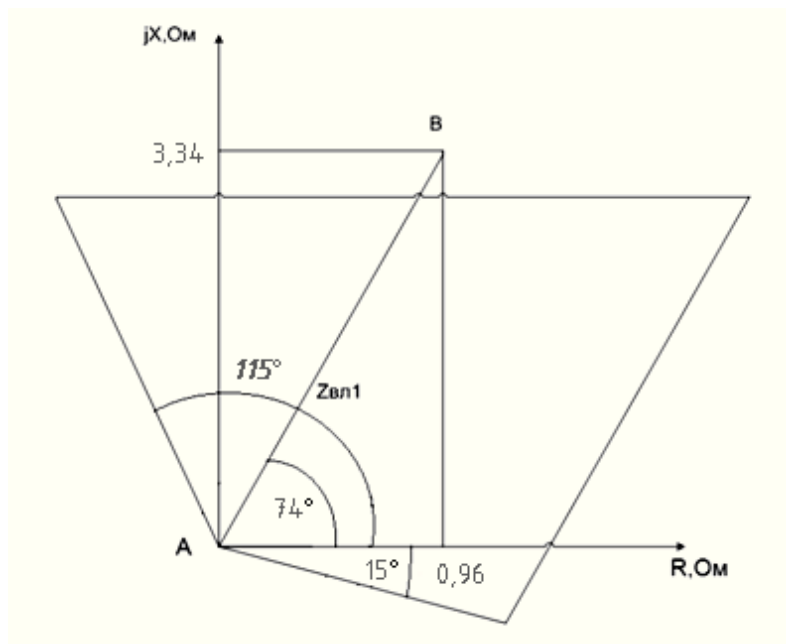


Рисунок 19 – Характеристика 1 ступени ДЗ в виде четырехугольника

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin\varphi_{1.ст};$$

$$X_{1.ст} = 3,47 \cdot \sin 74 = 3,34 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 1 ступени:

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos\varphi_{1.ст};$$

$$R_{1.ст} = 3,47 \cdot \cos 74 = 0,96 \text{ Ом.}$$

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

Сопротивление дуги по [26] определяется как:

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

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

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{\delta} = 1,05 \cdot l.$$

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

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 220 кВ сечением провода 240 мм<sup>2</sup> междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [28] составляет 8 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{\delta} = 1,05 \cdot 8 = 8,4 \text{ кВ}.$$

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

$$I_{\text{кз. мин. вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. вл}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,707 = 2,34 \text{ кА}.$$

где  $I_{\text{кз. мин. вл}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д. макс}} = \frac{8,4}{2,707} = 3,1 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{1 \text{ ст}} + r_{\text{д. макс}} = 0,96 + 3,1 = 4,06 \text{ Ом}.$$

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

Определим сопротивления срабатывания 2 ступени ДЗ для нашей схемы, изображенной на рисунке 20. При КЗ на стороне НН трансформаторов Т ГПП (оба трансформатора одинаковы, работают отдельно) суммарный максимальный ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора  $I_{\text{кз.т}} = 0,474$  кА, составляющая ТКЗ протекающая по линии W1 составляет  $I_{\text{кз. w1}} = 0,474$  кА. Данные токи рассчитаны в программе ТОКО.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

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

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

$$Z''_{c.з.2} \leq 0,85 \cdot Z_{вл1} + \frac{0,66}{K_{тII}} \cdot Z_{вл2} = 11,58 + j 42,7 \text{ Ом.}$$

где  $K_{тII}$  – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения  $K_{тII}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по линии W2 при повреждении на шинах проектируемой ПС. Так как на данной ПС в нормальном режиме линии 220 кВ работают отдельно, то их ТКЗ одинаковы, а  $K_{тII} = 1$ .

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

Сопротивление 2 ступени ДЗ линии W1:

$$Z''_{c.з.2} \leq 0,85 \cdot \left( Z_{вл1} + \frac{Z_m}{K_{т.тр}} \right).$$

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

Коэффициент токораспределения  $K_{т.тр}$  равен отношению ТКЗ протекающего по линии W1 к ТКЗ протекающему по стороне ВН трансформатора Т ГПП. В рассматриваемом примере:

$$K_{т.тр} = \frac{I_{кз.w1}}{I_{кз.m}} = 1.$$

Сопротивление 2 ступени ДЗ по второму условию:

$$Z''_{c.з.2} \leq 0,85 \cdot \left( (7,67 + j 28,3) + \left( \frac{3,53 + j 96,5}{1} \right) \right) = 9,52 + j 106,1 \text{ Ом.}$$

Так как сопротивление трансформаторов много больше сопротивления линий, то определяющим, как правило, является меньшее значение, то есть первое условие:

$$Z''_{c.з.2} = 11,58 + j 42,7 \text{ Ом} = 44,2 \cdot e^{j 74,8^\circ}.$$

Чувствительность 2 ступени ДЗ будет обеспечена, если выполняется условие:

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

$$\frac{Z_{л2}}{Z_{л1}} \geq 0,6 \cdot K_{т. II};$$

$$1 \geq 0,6 \cdot 1.$$

Нормативное условие выполняется.

Уставка по оси X 2 ступени:

$$X_{2.ст} = Z_{2.ст} \cdot \sin \varphi_{1.ст}.$$

$$X_{2.ст} = 44,2 \cdot \sin 74,8 = 42,65 \text{ Ом}.$$

Уставка по оси R 2 ступени:

$$R_{2.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos \varphi_{1.ст}.$$

$$R_{2.ст} = 44,2 \cdot \cos 74,8 = 11,59 \text{ Ом}.$$

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{\delta} = 1,05 \cdot 8 = 8,4 \text{ кВ}.$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце 2 линии:

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

где  $I_{кз. мин. вл}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в конце линии 220 кВ посчитан в программе ТОКО.

$$I_{кз. мин. вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,707 = 2,34 \text{ кА}.$$

Сопротивление дуги:

$$r_{д. макс} = \frac{8,4}{2,34} = 3,59 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{2ст} + r_{д. макс} = 11,59 + 3,59 = 15,18 \text{ Ом}.$$

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	



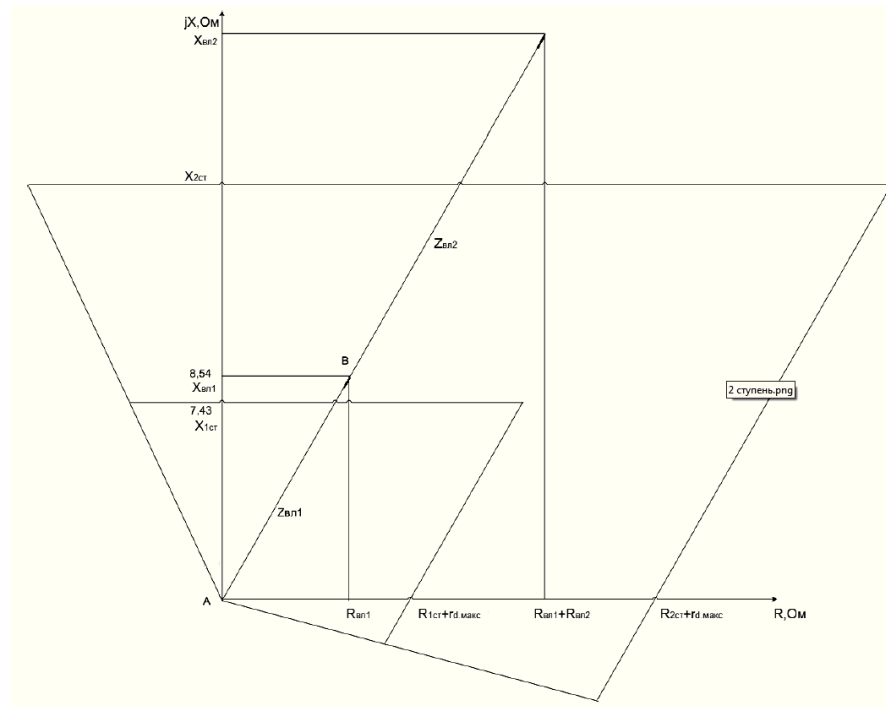


Рисунок 20 – Характеристика 1 и 2 ступени ДЗ в виде четырехугольника  
 Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле по [26]:

$$Z_{с.з.3} = \frac{Z_{самозап}}{k_n \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_{3.ст} - \varphi_{раб})}$$

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

$\varphi_{3.ст}$  – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с  $\varphi_{1.ст}$ ;

$k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_v$  – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска  $Z_{самозап}$  может быть определено по выражению.

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб. макс}}$$

где  $U_{мин}$  – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска ЭД, должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным 0,8...0,9  $U_{раб. мин}$ ;

$k_{\text{самоzap}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным по указаниям [26] 1,5...2,0 для проходной линии.

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, например для фирмы ЭКРА рекомендованный к расчету  $k_{\text{В}}$  составляет 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном. вн.}}$$

$$U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot 220 = 176 \text{ кВ.}$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{176}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 0,231} = 149,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{самоzap}} = \frac{149,5}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(74,8^\circ - 34^\circ)} = 156,7 \text{ Ом.}$$

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

$$t_{\text{З ст.дз}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t.$$

$$t_{\text{З ст.дз}} = 2,66 + 0,4 = 3,06 \text{ с.}$$

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени – независимые.

Для представления на комплексной плоскости кабельной линии трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 220 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{T}} = \frac{U_{\text{ср. вн.}}}{U_{\text{ср. нн.}}}$$

$$K_{\text{T}} = \frac{230}{11} = 20,9.$$

Погонные параметры линии, выполненной двумя кабелями ПвПу 3×185 мм<sup>2</sup>, по данным табл. 3.29 [19]:

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

$$r_0 = 0,064 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,041 \text{ Ом/км}$$

Длина КЛ составляет 1,4 км. Приведем активное и индуктивное сопротивление КЛ к стороне ВН:

$$R_{кл\ 220} = r_0 \cdot L_{кл1} \cdot Km^2.$$

$$R_{кл\ 220} = 0,064 \cdot 1,4 \cdot 20,9^2 = 39,1 \text{ Ом.}$$

$$X_{кл\ 220} = x_0 \cdot L_{кл1} \cdot Km^2.$$

$$X_{кл\ 220} = 0,041 \cdot 1,4 \cdot 20,9^2 = 25,1 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{кл\ 220} = 39,1 + j25,1 = 46,5 \cdot e^{j32,7^\circ}.$$

Потери короткого замыкания трансформатора ТМГ-4000/10 по данным таблицы 5.12 [19] равны 7,6 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

Параметры трансформатора ТМГ-4000/10, приведенные к стороне 220 кВ:

$$Z_{m3} = \frac{uk}{100} \cdot \frac{(U_{ном. вн})^2}{S_{ном}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{230^2}{4} = 727,4 \text{ Ом.}$$

$$R_{m3} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{ном. вн}^2}{S_{ном}^2}.$$

$$R_{m3} = 7600 \cdot \frac{230^2}{4000^2} = 25,13 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{m3} = \sqrt{(Z_{m3})^2 - (R_{m3})^2} = \sqrt{727,4^2 - 25,13^2} = 727 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 220 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Уставка по оси X 3 ступени:

$$X_{3.ст} = 46,5 \cdot \sin 32,7 = 25,12 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси R 3 ступени:

$$R_{3.ст} = 46,5 \cdot \cos 32,7 = 39,13 \text{ Ом.}$$

На рисунке 21 третья ступень непропорционально уменьшена (1 см=5 Ом), а сопротивление трансформатора Т2 показано не полностью. Рассчитав уставки по оси X и R, видно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

трансформатор 220/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования, так же она охватывает и часть второго трансформатора.

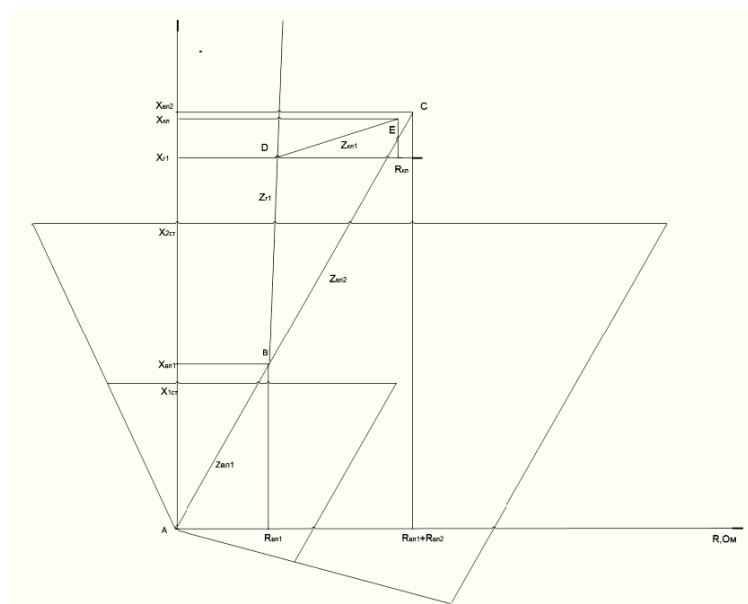


Рисунок 21 – Характеристика 3 степени ДЗ ВЛ, наложенная на сеть ГПП

#### 9.6.4. АПВ ВЛ 220 кВ

На линиях 220 кВ в качестве резервной защиты обычно применяются трехступенчатые дистанционная и токовая защиты нулевой последовательности с независимыми характеристиками выдержек времени. Для расчета выдержек времени устройства АПВ не учитывается основная быстродействующая защита, т.е. рассматривается худший случай, обуславливающий наибольшие выдержки времени устройства АПВ. Расчетным является случай, когда с того конца, для которого производится расчет, линия отключается I ступенью токовой защиты или дистанционной с временем действия в среднем 0,1-0,15 с. С противоположного конца линия отключается обычно с выдержкой времени II ступени защиты, имеющей коэффициент не менее 1,2 для дистанционной и 1,5 для токовой защит. Если же защиты имеют меньшие коэффициенты, то следует учитывать выдержку времени III ступени.

Время отключения выключателя конца линии, для которой ведется расчет  $t_{0.в.с}$  не учитывается, так как многие схемы АПВ пускаются при

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

замыкании цепи отключения раньше, чем полностью отключится выключатель. С учетом изложенного выдержка времени устройства АПВ по условию  $t_{апв} > t_d$  должна определяться по выражению:

$$t_{апв} \geq k_{отс} \cdot (t_d + t_{р.з.п} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.з.п} + 1,1 \cdot t_{о.в.п} - t_{р.з.с} - 0,9 \cdot t_{в.в.с} + k_{р} \cdot \Delta t_{р.с}).$$

где  $t_{р.з.п}$ ,  $t_{р.з.с}$  – время срабатывания релейной защиты своего и противоположного конца линии;

$t_d$  – время деионизации в соответствии с [1] равно 0,2 с;

$\Delta t_{р.з.п}$  – разброс выдержек времени релейной защиты противоположного конца линии;

$\Delta t_{р.с}$  – разброс выдержек времени реле времени устройства АПВ своего конца линии.

Так как устройство АПВ и релейной защиты линии 220 кВ устанавливаются в отапливаемых помещениях, то для них  $k_{отс} = k_{р} = 1$ .

$$t_{апв} \geq 1 \cdot (0,2 + 0,3 + 1 \cdot 0,3 + 1,1 \cdot 0,05 - 0,3 - 0,9 \cdot 0,065 + 1 \cdot 0,2) = 0,697 \text{ с.}$$

## 10. ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТТ НА СТОРОНЕ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА ТМГ-4000 кВА 10/0,4 кВ

Проверка ТТ, используемых в схемах РЗА, в том числе и на допустимую погрешность изложена в [11;12;29]. В качестве примера рассмотрим проверку ТТ перед трансформатором 10/0,4 кВ (рис. 22).

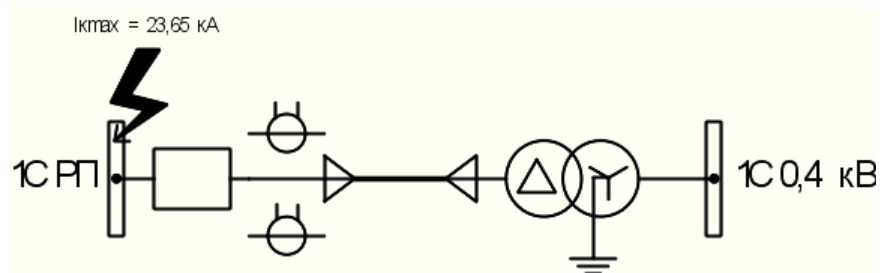


Рисунок 22 – Исходные данные к проверке ТТ

Рабочий максимальный ток ТТ выбирается по номинальному току трансформатора на стороне ВН с учетом 40% перегрузки.

Рабочий максимальный ток ТТ:

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

$$I_{\text{раб. макс. тв}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. вн}}}$$

$$I_{\text{раб. макс. тв}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,3 \text{ А.}$$

Ранее был принят к установке ТТ ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации  $n_{\text{Т}}=400/5$ .

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз. макс}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 23,65 \cdot 1,8 = 60 \text{ кА.}$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, по данным приложения 6, [13] при КЗ на присоединении ВН ПС  $k_{\text{уд}} = 1,8$ .

По данным [17], для ТТ ТОЛ-10 электродинамический ток при номинальном первичном токе составляет:

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$V_{\text{к. расч}} = [I_{\text{кз. макс}}^{(3)}]^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл. в.}}).$$

где  $t_{\text{рз}}$  – расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП;  
 $t_{\text{откл. вв}}$  – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени МТЗ ТВ при КЗ на шинах НН ГПП определяется расчетом. По данным расчета устройства РЗА ТВ выдержка времени ТВ при КЗ на шинах НН ГПП составляет 0,5 с.

По данным [9], полное время отключения ТВ составляет 60мс.

Расчетное время  $V_{\text{к}}$ :

$$V_{\text{к. расч}} = 23,65^2 \cdot (0,5 + 0,06) = 313,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По данным [17] односекундный ток термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 31,5 кА, поэтому  $V_{\text{к. расч}}$ :

$$V_{\text{к. кат}} = [k_{\text{тер}} \cdot I_{\text{1. ном}}]^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$V_{\text{к. кат}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$V_{\text{к. кат}} \geq V_{\text{к. расч}}$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР					

Определим расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ:

$$Z_{нагр} = Z_{реле} + 2 Z_{пров} + Z_{конт}.$$

где  $Z_{РЕЛЕ}$  – сопротивление МП терминала РЗА;

$Z_{ПРОВ}$  – сопротивление соединительных проводов;

$Z_{КОНТ}$  – сопротивление переходных контактов.

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, по данным [21] для терминалов серии БЭ2502А01 составляет 2 ВА для  $I_{2.НОМ} = 5$  А. Следовательно, сопротивление реле:

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{S_{ном}}{I_{2.ном}^2} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}.$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$Z_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q};$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода;

$l_{расч}$  – расчетная длина соединительного провода;

$q$  – сечение по условию механической прочности, для меди составляет 2,5 мм<sup>2</sup>.

Удельное сопротивление для меди составляет:

$$\rho_{сш} = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

Для ячеек КРУ длина соединительного провода по данным [30] не превышает 4...6 м, (выбираем 6 м).

Следовательно, сопротивление нагрузки:

$$Z_{нагр} = 0,08 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,214 \text{ Ом}.$$

По данным [17] номинальная предельная кратность обмотки для защиты при номинальном первичном токе составляет 4, а номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты составляет 50 ВА или  $(50/25) = 2$  Ом.

$$k_{расч} = \frac{I_{кз. макс}^3}{I_{1. ном}^3} = \frac{23650}{400} = 59.$$

Чтоб допустимое сопротивление было больше или равно сопротивлению нагрузки, надо на трансформаторе тока взять 2 обмотки:

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				

$$Z_{доп} = n_{обм} \cdot Z_{ном} \cdot \frac{k_{доп}}{k_{расч}} = 2 \cdot 2 \cdot \frac{4}{59} = 0,271 \text{ Ом.}$$

$Z_{доп} \geq Z_{расч}$ .

Допустимая сопротивление больше расчетного, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

## 11. ЗАЩИТА МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЗА И ДРУГИХ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ

В течение последних 18 лет, прошедших с начала XXI века, серьезное развитие претерпела электронная техника, предназначенная для использования во всех сферах народного хозяйства. Особенно здесь стоит отметить электронные устройства, логические схемы которых построены на основе микроконтроллеров (говоря иначе – микропроцессоров). Именно эта часть электронных устройств в последние годы становится все более популярной на рынке, причем темпы роста ее популярности так же возрастают.

В настоящее время повсеместно осуществляется внедрение микропроцессорных устройств в системы автоматического управления и контроля технологических процессов (АСУ ТП) различных предприятий, в измерительные комплексы, в аппаратуру сигнализации, в устройства связи и т. д. Очевидно, что не осталась в стороне и такая обширная область автоматизации, как РЗА электростанций и подстанций в электроэнергетике. Что касается данной области, то здесь, в большинстве случаев, микропроцессорные терминалы РЗА (цифровые РЗА) заменяют отработавшие расчетный срок службы устройства защиты и автоматизации, построенные на классических электромагнитных или полупроводниковых реле.

К достоинствам микропроцессоров в общем случае относят:

- высокое быстродействие;
- высокую точность вычислительных операций;
- малые размеры при значительных функциональных возможностях;

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



- высокий КПД, а значит, низкое собственное энергопотребление;
- хорошая устойчивость к колебательным механическим воздействиям (актуально для мест установки микропроцессорных устройств, подверженных повышенной вибрации);

Микропроцессорные устройства РЗА в первую очередь должны быть быстродействующими, чтобы своевременно реагировать на изменение режима работы энергосистемы и вырабатывать нужные команды управления исполнительными устройствами.

Важное значение имеет точность цифровых РЗА, что позволяет им работать в пределах заданных уставок с минимальной погрешностью и вырабатывать верные алгоритмы команд управления с необходимой интенсивностью.

Малое собственное энергопотребление микропроцессорных РЗА дает возможность уменьшить мощность ТСН и источников оперативного тока на подстанциях и электростанциях, экономить электроэнергию.

Малые размеры микропроцессоров позволяют выполнять терминалы РЗА настолько компактными, что появляется возможность встраивать их, например, в ячейки выключателей КРУ 6(10) кВ. Таким образом, значительно уменьшается площадь, занимаемая устройствами РЗА на подстанции.

Однако, микропроцессоры и собранные на них цифровые РЗА обладают и определенными недостатками. Некоторые из них перечислены ниже:

- необходимость в аналогово-цифровом преобразовании (АЦП) сигналов, поступающих с аналоговых устройств (трансформаторов напряжения и тока, датчиков температуры, давления и т. п.), а также в цифро-аналоговом преобразовании (ЦАП) для сигналов, подаваемых микроконтроллером на аналоговые исполнительные устройства;
- микроконтроллеры, как и многие другие электронные компоненты не подлежат ремонту и при выходе из строя требуют замены, причем выполнение этой операции требует вскрытия корпуса устройства и навыка пайки повышенной сложности. Поэтому, как

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

правило, подобного рода ремонтные работы выполняются на предприятиях-изготовителях либо в специализированных ремонтных мастерских. Разумеется, на все это время устройство целиком выводится из эксплуатации (в случае цифровой РЗА выводится целый терминал). Как итог, возникают дополнительные сложности и существенные финансовые траты для эксплуатирующей устройство организации, а значит – убытки. Замена электромагнитного или полупроводникового реле РЗА происходит значительно быстрее, легче и дешевле;

- микроконтроллеры чувствительны к внешним электромагнитным воздействиям, особенно при недостаточной защите от помех;
- в ряде случаев устройства с микроконтроллерами и другие сложные электронные устройства сами являются мощными источниками электромагнитных помех;
- есть и другие, менее значимые недостатки. Например, сложность совмещения новых цифровых РЗА с существующими на электромагнитных реле и т. п.

Практика эксплуатации микропроцессорных РЗА на электростанциях и подстанциях показала, что второй, третий и четвертый недостатки из перечисленных выше оказываются существенными для данной группы устройств[43].

Во-первых, микропроцессорные терминалы РЗА периодически выходят из строя при воздействии атмосферных перенапряжений (во время гроз). Во-вторых, те же атмосферные или коммутационные перенапряжения могут вызвать ложное срабатывание терминалов РЗА, что, как правило, приводит к прекращению электроснабжения части потребителей и недоотпуску электроэнергии.

Хотя атмосферные и коммутационные перенапряжения оказывают наиболее негативное влияние на работу микропроцессорных РЗА (атмосферные перенапряжения периодически приводят к выходу терминалов из строя), они все же носят кратковременный характер и возникают

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

сравнительно редко. В последнее время появились терминалы управления силовыми выключателями (АУВ), обеспечивающие размыкание силовых контактов выключателей в момент перехода тока через ноль, что в принципе исключает возможность возникновения коммутационных перенапряжений. Дополнительную защиту от перенапряжений обеспечивают ОПН. Поэтому, при рассмотрении проблемы защиты терминалов РЗА от электромагнитных помех нельзя не учитывать и помехи, вызываемые другими причинами.

В первую очередь, это электромагнитные помехи от силовой сети, вызываемые протеканием по ней токов коротких замыканий, токов с большими гармоническими искажениями, воздействие электрического поля с высокой напряженностью, электромагнитное излучение от силовых полупроводниковых электрических преобразователей.

При одновременном выполнении указанных ниже условий электронные компоненты терминала цифровой РЗА будут испытывать воздействие помех:

- имеется хотя бы один источник помех (генератор);
- имеется среда, по которой помехи могут пройти путь от генератора к терминалу с малым затуханием;
- отсутствие в рассматриваемом терминале преграды, защищающей его компоненты от воздействия набегающих помех.

Следовательно, устранить воздействие помех на рассматриваемый терминал можно тремя способами, либо их комбинацией. Рассмотрим подробнее каждый метод:

1. Т. к. источников помех на подстанции много, полностью устранить их невозможно. Однако вполне реально уменьшить интенсивность генерируемых этими источниками помех, например, путем замены устройств, рассчитанных на устаревшие требования ЭМС (либо вообще не аттестованные по ЭМС) на современные аналоги, соответствующие действующим требованиям ЭМС. В то же время, наиболее мощные источники помех – элементы силовой электрической сети, заменять, как правило, бессмысленно.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

2. На подстанциях и электростанциях распространение электромагнитных помех происходит в основном по воздушной среде и металлическим проводникам. И воздушная среда, и провода оказывают сопротивление распространению помех и способствуют их затуханию. Чем больше длина пути от источника до рассматриваемого терминала, тем большим будет затухание помех. Следовательно, рассматриваемый терминал цифровой РЗА необходимо устанавливать как можно дальше от всех мощных источников помех. Как правило, наиболее ответственные терминалы РЗА на крупных подстанциях размещают в отдельных помещениях (т. н. релейных залах), удаленных от силового оборудования сети.
3. Если помехи все-таки уверенно доходят до терминала, то можно физически оградить его электронную схему от их воздействия. В таком случае речь идет об *экранировании объекта* от электромагнитных помех. Экранирование можно (и нужно) применять и к генераторам помех, тем самым не допуская выхода помех за пределы генератора.

Для терминалов цифровых РЗА наиболее удобен в реализации метод экранирования, т. к. такие устройства имеют компактные размеры, и все их активные элементы находятся внутри основного корпуса.

На терминалы могут воздействовать как электрические, так и электромагнитные поля, поэтому различают экранирование от электрических полей и экранирование от электромагнитных полей.

Электрическое поле возникает между проводниками с различными потенциалами. Наиболее интенсивное электрическое поле возникает вокруг проводников с высоким потенциалом относительно земли. Электромагнитное поле возникает вокруг проводников при протекании по ним тока. Электрическое поле, пересекая металлические предметы, наводит на них потенциал относительно земли. Электромагнитное поле индуцирует ток в

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

замкнутом контуре. Следовательно, принципы защиты от электрического и электромагнитного полей различны.

При воздействии электрического поля на схему цифрового терминала, на металлических проводниках его электрической схемы (например, дорожках печатных плат) будут наводиться потенциалы относительно земли. Т. к. часть проводников схемы терминала имеет прямую связь с землей (через заземляющие проводники), а другая часть связана с этими проводниками через различные электронные компоненты схемы, то потенциал, наведенный на данных проводниках, будет в итоге прикладываться к электронным компонентам. Приложение постороннего напряжения, например, к базе транзистора может спровоцировать его ложное открытие, а если потенциал высокий – может привести к выходу из строя. Таким образом, попадание электронной схемы терминала под действие электрического поля может нарушить нормальную работу терминала либо вывести его из строя.

Т. к. электрическое поле может существовать только между проводниками с разными потенциалами, то для того, чтобы устранить его, нужно свести разность потенциалов к нулю. По этому принципу и реализуется экранирование электронных схем от электрических полей. В физике такой метод называют клеткой Фарадея. Суть его состоит в заключении защищаемого объекта, т. е. всех компонентов терминала в металлический ящик или шкаф. В этом случае внешнее электрическое поле наводит одинаковый потенциал на всех стенках ящика относительно земли, и внутри ящика разность потенциалов между его стенками отсутствует, соответственно, отсутствует и электрическое поле. Для снятия наведенного внешним полем потенциала со стенок ящика его соединяют с контуром заземления подстанции. Наведенный на стенках ящика потенциал тут же стекает в землю, что обеспечивает электробезопасность для персонала подстанции во время работы с терминалом. Точно так же устроено экранирование источников электрических полей, при этом ящик не выпускает создаваемое источником электрическое поле за свои стенки – поле существует только внутри ящика.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

К терминалам РЗА подключается множество сигнальных кабелей, большая часть которых проходит в зоне электрических полей с высокой напряженностью. В таком случае электрическое поле будет наводить потенциал на проводниках сигнального кабеля, и далее этот потенциал по этим же проводникам дойдет до схемы терминала. Таким образом, сигнальные кабели, проходящие в зоне мощных электрических полей, так же нуждаются в экранировании. Для этого проводники кабеля заключаются в заземленный металлический экран цилиндрической формы. Нуждаются в экранировании и те кабели, проводники которых сами создают мощные электрические поля. В первую очередь это силовые кабели на напряжение 6 кВ и более. Все они снабжены экранами, которые необходимо заземлять.

Для экранирования сигнальных кабелей от магнитных полей существует два наиболее эффективных метода защиты:

- ограждение кабеля от поля материалом с низкой магнитной проницаемостью;
- повив парных жил кабеля методом витой пары или "пары-четвёрки".

Метод витой пары как наиболее дешёвый и эффективный получил наибольшее распространение.

Физические основы популярных принципов экранирования наглядно иллюстрированы на прилагаемом к настоящей работе плакате.

						Лист
					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка релейной защиты и автоматики для подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета.

В ВКР для проектируемой подстанции 220/10 кВ «Ждановская» было выбрано:

- схемы для сторон 220 и 10 кВ: «4Н Два блока линия - трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», «Одна секционированная выключателем система шин» соответственно.
- режимы заземления нейтралей трансформаторов: ВН – глухозаземленная, НН – изолированная нейтраль.
- марка и сечение кабельной линии: ПвПу×185/25-10.
- ТСН: ТМГ-400/10-У1.
- предохранители: ПКТ-101-3,2-12,5.
- силовые трансформаторы: ТРДН-63000/220-У1.
- трансформаторы 10/0,4: ТМГ-4000/10-У1.
- ВЛ: АС 240/32.
- выключатели 220 кВ: ВГТ-220Ш-1К-40/4000.
- разъединители 220 кВ: РПВ.1-220/2000.
- КРУ с вакуумными выключателями фирмы Таврида-Электрик.
- виды РЗА для объектов на сторонах 220 и 10 кВ.
- типоразмеры УРЗА на сторонах 220 и 10 кВ.

Для УРЗА были рассчитаны их параметры,

Рассчитанные в настоящей работе параметры цифровых терминалов РЗА могут уточняться на основании практической эксплуатации терминалов защит и силового оборудования подстанции Ждановская.

Проверка и, при необходимости, корректировка уставок терминалов РЗА потребуется после внесения изменений в Главную схему ПС, результатом которых является изменение значений токов КЗ, логики действия защит и условий селективности.

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
3. Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 с.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.
6. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.
7. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции трансформаторов. - [http://www.elektrozavod.ru/production/2\\_4](http://www.elektrozavod.ru/production/2_4) .
8. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.
9. Выключатели ВВ/TEL–10. Руководство по эксплуатации (версия 2.1).
10. Комплектные распределительные устройства, каталог Таврида-Электрик.
11. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.
13. ООО «Энергопром». Каталог продукции трансформаторов. - [http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn\\_119.html](http://energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn_119.html)

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15



14. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть). – 2-е изд. – М.: Энергоиздат, 1981. – 632 с.

15. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rzapodstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html>.

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

17. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. – [http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog\\_2014\\_all.pdf](http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog_2014_all.pdf).

18. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.

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

20. Методические указания от ФСК СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП«ЭКРА».

21. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html>.

22. Каталог Emax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. – [http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/Emax\\_2.pdf](http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/Emax_2.pdf).

23. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1999, – 48 с.

24. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.–<http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-220-kv>.

25. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza->

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

[podstancionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html](http://podstancionnogo-oborudovaniya-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html).

26. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

27. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-220 УХЛ1. – <http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-220.html>

28. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

29. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.

30. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

31. Голубев М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. Выпуск 546. – М.: Изд-во «Москва энергоиздат», 1982, - 93 с.

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

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

34. «ПК ХК Электрозавод» г. Москва

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

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

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

38. ГОСТ 17544-85. Каталог трансформаторов 220 кВ.

39. ГОСТ 14209 – 97

					П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

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

43. «Уязвимости микропроцессорных реле защиты. Проблемы и решения» / Г.И. Гуревич. – М.: Инфра-Инженерия, 2014. – 256 с.

44. РД 34.20.179. «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ».

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2018.090.ПЗ ВКР				