

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент _____

(должность)

_____/_____/_____
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Анализ электроэнергетической сети 110 кВ
с подключением новой подстанции «Загайново»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Консультант, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

_____/ А.В. Секерин /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

« ____ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Секерина Алексея Вячеславовича

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Анализ электроэнергетической сети 110 кВ с подключением новой подстанции Загайново» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 2020 г. № _____
2. Срок сдачи студентом законченной работы « ____ » _____ 2020 г.
3. Исходные данные к работе
 - Тупиковая подстанция 110 кВ
 - Напряжение в максимальном, минимальном и аварийном режиме: 117, 113, 111 кВ соответственно
 - Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах: 37,77 кА и 37,36 кА соответственно
 - Подстанция «Загайново» - $P=36$ МВт; $Q=16,2$ МВАр
 - Параметры системы G1:
 - Номинальное напряжение 110 кВ;
 - Длина линии - 30 км.
 - К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 6 кабельных линии длиной 1,3 км, каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:
 - Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку: Количество 8;
 - Мощность 1 МВА; Асинхронный двигатель АТД4:

Количество 4; Активная мощность 630 кВт;

- $\cos\varphi$: 0,88;

- КПД: 95,7 %;

Коэффициент пуска: 5,3.

Параметры 8 генераторов малой мощности, подключенных к шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции:

- Тип: ТК-4-2РУЗ;

- Мощность: 4000 кВт;

- Напряжение: 10,5 кВ;

- $\cos\varphi$: 0,8;

- Реактивные сопротивления:

$x_d = 1,89$; $x'_d = 0,24$; $x''_d = 0,14$; $x_2 = 0,14$; $x_0 = 0,042$.

- Выбор элементной базы устройств РЗА зависит от требований заказчика и надзорных органов, с которыми осуществляется согласование проекта. В данном курсовом проекте, а также в ВКР учитываются вышеизложенные требования ОАО «ФСК ЕЭС». В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

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

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- Развитие сети 110 кВ путём подключения новой подстанции

- Проектирование подстанции

- Выбор оборудования и расчет РЗА

- Реализация элементов цифровой подстанции

- Цифровая подстанция

5. Перечень графического материала

1. Схема районной сети – один лист А1

2. Схема районной сети всех режимов в программе NetWorks – один лист А1

3. Схема проектируемой подстанции – один лист А1

4. Архитектура цифровой подстанции – один лист А1

5. Схема расстановки устройств РЗА – один лист А1

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

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Развитие сети 110 кВ путём подключения новой подстанции		
Проектирование подстанции 110 кВ		
Выбор оборудования и расчет РЗА		
Реализация элементов цифровой подстанции		
Цифровая подстанция		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / А.Н. Садовников /

Студент _____ / А.В. Секерин /

АННОТАЦИЯ

Секерин А.В. – Анализ электроэнергетической сети 110 кВ с подключением новой подстанции «Загайново». – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 152, илл. 18, табл. 63. Список литературы – 23 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе была выполнена проектировка новой подстанции 110 кВ «Загайново». Произведен анализ районной сети. Рассчитаны основные установившиеся режимы работы сети. Были выбраны схемы подстанции на сторонах ВН и НН. Также были выбраны силовые трансформаторы, расчет токов короткого замыкания. В данной работе был произведен выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС,РУ. Выбор релейной защиты и автоматики для каждого из оборудования. Также была рассмотрена возможность сделать подстанцию цифровой. Были учтены особенности цифровой подстанции возможность её установки. Рассмотрели самое понятие цифровой подстанции, её задачи, способ работы. На чертежи формата А1 были вынесены схемы районной сети каждого режима из программы NetWorks, схема самой сети, схема подстанции «Загайново», архитектура цифровой подстанции и схема расстановки устройств РЗА.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Секерин А.В.</i>			Анализ электроэнергетической сети 110 кВ с подключением новой подстанции «Загайново»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Садовников А.Н.</i>					6	152
<i>Н. контр.</i>		<i>Садовников А.Н.</i>				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 АНАЛИЗ РАЙОННОЙ СЕТИ	14
1.1 Исходные данные сети 110 кВ	14
1.2 Баланс активных мощностей	16
1.2.1 Баланс активных мощностей	16
1.2.2 Баланс реактивных мощностей	18
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	21
2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы	21
2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе	24
2.3 Проверка сечений проводов	25
2.4 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий передач	27
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ	29
3.1 Максимальный режим работы сети	29
3.2 Минимальный режим работы сети	31
3.3 Наиболее тяжелые послеаварийные режимы работы сети	32
4 ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ	35
4.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН ПС	35
4.2 Схема РУ на стороне НН ПС	36
4.3 Схема РУ 10 кВ (цеха) питаемого от секции шин НН ПС	37
5 РЕЖИМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ	38
5.1 Выбор сечения КЛ	38
5.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	40
6 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК	41
6.1 Выбор вида оперативного тока	41
6.2 Выбор источников оперативного тока	41
6.3 Определение мощности ТСН	41
6.4 Выбор предохранителей на ТСН	44
7 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	46
7.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС	46

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		7

7.2	Определение мощности основных трансформаторов ПС	46
7.3	Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РУ (цеха)	46
8	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗНАЧЕНИЯ	49
8.1	Ручной расчет токов короткого замыкания.....	49
8.1.1	Расчетная схема	49
8.1.2	Определение параметров схемы замещения	49
8.2	Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо	51
8.3	Выбор сечения ВЛ.....	52
8.3.1	Расчет токов короткого замыкания в программе ТоКо:	53
9	ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС, РУ	56
9.1	Нормативные требования и указания по выбору выключателей.....	56
9.1.1	Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС, РУ	58
9.2	Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС РУ и цеха.....	59
9.2.1	Нормативные требования.....	59
9.2.2	Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя	60
9.2.3	Определение периодической составляющей ТКЗ.....	60
9.2.4	Определение ударного тока трехфазного КЗ	60
9.2.5	Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.....	60
9.2.6	Расчет термического воздействия ТКЗ.....	61
9.2.7	Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ.....	62
10	ПЕРВЫЙ ЭТАП ПРОЕКТА СИСТЕМА РЗА ЭНЕРГООБЪЕКТА	63
10.1	Общие нормативные требования.....	63
10.2	Выбор элементной базы РЗА	66
11	ВЫБОР ВИДОВ РЗА.....	68
11.1	Кабельная линия 10 кВ.....	68
11.1.1	Требования к РЗА КЛ.....	68

11.1.2	Выбор типоразмера.....	70
11.1.3	Расчет параметров (уставок).....	70
11.1.4	Токовая отсечка.....	72
11.1.5	Токовая отсечка с выдержкой времени.....	72
11.1.6	МТЗ.....	74
11.1.7	Ускорение МТЗ.....	80
11.1.8	Направленная защита от ОЗЗ.....	81
11.1.9	УРОВ.....	83
11.2	Электродвигатель 10 Кв.....	85
11.2.1	Нормативные требования.....	85
11.2.2	Выбор типоразмера.....	86
11.2.3	Расчет уставок РЗА электродвигателей 10 кВ.....	87
11.3	Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1000 кВА 10/0,4 кВ.....	96
11.3.1	Требования к РЗА Трансформатора.....	96
11.3.2	Выбор типоразмера.....	98
11.3.3	Расчет параметров (уставок).....	98
11.3.4	Токовая отсечка.....	99
11.4	Секционный выключатель 10 кВ.....	106
11.4.1	Нормативные требования.....	106
11.4.2	Выбор типоразмера.....	106
11.4.3	Расчет уставок РЗА.....	106
11.5	Вводной выключатель 10 кВ.....	113
11.5.1	Нормативные требования.....	113
11.5.2	Выбор типоразмера.....	113
11.5.3	Расчет уставок РЗА.....	114
11.5.4	МТЗ.....	114
11.6	Трансформатор напряжения.....	121
11.6.1	Выбор типоразмера.....	121
11.6.2	Пуск по напряжению МТЗ.....	121
11.6.3	Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю	122
11.6.4	ЗМН.....	122

11.7	Трансформатор 110/10 кВ	123
11.7.1	Нормативные требования.....	123
11.7.2	Выбор типоразмера.....	124
11.7.3	Расчет уставок.....	125
11.8	Воздушная линия 110 кВ.....	129
11.8.1	Нормативные требования.....	129
11.8.2	Выбор типоразмера.....	129
11.8.3	Расчет уставок.....	130
12	ПРОВЕРКА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА.....	134
13	РЕАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ «ЗАГАЙНОВО»	135
13.1	Общие требования.....	135
13.2	Критерии к ЦПС «Загайново»	136
13.3	Выбор архитектуры для ЦПС «Загайново»	136
13.4	Выбор ШПДС	137
13.4.1	Требования устойчивости к климатическим воздействиям ШПДС	139
13.4.2	Требования по установке ШПДС	139
13.4.3	Варианты исполнений ШПДС применяемые в ЦПС «Загайново»	140
14	ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ	142
14.1	Задачи.....	142
14.2	Способ работы.....	143
14.3	Дифференциальная защита трансформатора.....	146
14.4	Дуговая защита	147
14.5	Организация логической защиты шин	147
14.6	Организация устройств резервирования отказа выключателя.....	147
14.7	Организация измерений	147
14.8	Организация автоматической системы управления	147
14.8	Организация автоматической системы коммерческого учета электроэнергии	148

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 149

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 151

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>11</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы сложны: состоят из сотен связанных между собой элементов, влияющих друг на друга. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы. Однако проектирование должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих друг на друга и на систему в целом.

Намеченные проектные варианты должны удовлетворять требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации, качества энергии и возможности дальнейшего развития.

Курсовое проектирование должно способствовать закреплению, углублению и обобщению знаний, полученных студентами по данной и смежным дисциплинам на лекциях, практических занятиях, в лабораториях и на производственной практике, воспитанию навыков самостоятельной творческой работы, ведения инженерных расчетов и технико-экономического анализа.

В ходе курсового проектирования приобретаются навыки пользования справочной литературой, едиными нормами, правилами и укрупненными показателями, таблицами.

Цель курсового проектирования является систематизация и расширение теоретических знаний, углубленное изучение проблем электрических систем и сетей, овладение навыками самостоятельного решения инженерных задач по профилирующей специальности.

Релейная защита является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования. Релейная защита удовлетворяет требованиям, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстродействие, надежность.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередачи, а также интенсификацией использования оборудования необходимо решить ряд проблем,

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных микросхем, как в измерительных органах, так и в логической части. Применение ИМС сделало возможной реализацию более сложных алгоритмов измерительных и пусковых органов. Более эффективные характеристики срабатывания позволяют повысить отстроенность защит от режимов без требований к срабатыванию при удовлетворительной чувствительности к КЗ с учетом усложнившихся условий резервирования.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционирования автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание сложных устройств предусматривает автоматический тестовый контроль.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

1 АНАЛИЗ РАЙОННОЙ СЕТИ

1.1 Исходные данные сети 110 кВ

Схема электрической сети представлена в графической части ВКР на 1 листе формата А1 . В выпускном проекте рассматривается развитие сети 110кВ с подключением подстанции Загайново.

Данные о параметрах линий электропередач рассматриваемой сети представлены в таблице 1.

Таблица 1– Параметры ВЛЭП

Линия	УН	УК	Марка	Длина L, км	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	Пс Новинка	Пс Садовая	АС-70/11	18	35
2	Пс Новинка	Пс Вишневая	АС-70/11	10	35
3	Пс Вишневая	Пс Садовая	АС-120/19	5	35
4	Пс Садовая	Эс Сиреневая	2хАС-240/32	65	110
5	Эс Сиреневая	Пс Ясная	2хАС-240/32	55	110
6	Пс Садовая	Пс Радужная	АС-120/19	55	110
7	Пс Садовая	Пс Летняя	АС-150/24	60	110
8	Пс Ясная	Пс Загайново	АС-75/11	45	110
9	Пс Ясная	Пс Радужная	2хАС-150/24	40	110
10	Пс Загайново	Пс Радужная	АС-70/11	25	110
11	Пс Радужная	Пс Земляничная	АС-185/29	25	110
12	Пс Земляничная	Пс Летняя	АС-185/29	35	110
13	Эс Цветочная	Пс Летняя	2хАС-150/24	40	110
14	Эс Цветочная	Пс Радужная	АС-150/24	50	110
15	Пс Летняя	Пс Радужная	АС-150/24	40	110
16	Пс Радужная	Пс Весенняя	2хАС-120/19	60	110

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок P и Q представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей

Номер	Название	Тип	U _{ном} , кВ	P, МВт	Q, МВАр
1	ПС Весенняя	Базисный	110	-	-
2	ПС Радужная	Обычный	110	29	16,24
3	ПС Летняя	Обычный	110	47	23,97
4	ПС Садовая	Обычный	110	20	9
5	ПС Новинка	Обычный	35	4	2,24
6	ПС Вишневая	Обычный	35	8	4,08
7	ПС Ясная	Обычный	110	23	12,42
8	ПС Земляничная	Обычный	110	36	16,2
9	ПС Загайново	Обычный	110	36	16
10	ЭС-Цветочная	Обычный	110	45	25,2
11	ЭС-Сиреневая	Обычный	110	30	19,2

Мощность генераторов электростанций заданы в таблице 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов электростанций

Название ЭС	$n \times P_{\text{ном Г}}, \text{ МВт}$
ЭС-Цветочная	60+2x25
ЭС-Сиреневая	3x60

ПС Весенняя является базисным и балансирующим узлом, в таблице 4 задаются напряжения в различных режимах.

Таблица 4 – Напряжения балансирующего узла

U п/ст		
U _{МАКС} , кВ	U _{МИН} , кВ	U _{ПАВ} , кВ
117	113	111

1.2 Баланс активных мощностей

Особенностью электрических сетей является одновременность процессов выработки и потребления электрической энергии. Таким образом, должны соблюдаться равенства вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощности. Баланс мощности составляется для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых промышленных объектов (п/ст 6 и 7) и электростанции ЭС-2.

Баланс активной мощности с учетом потерь при передаче должен соблюдаться, иначе частота будет отклоняться от номинального значения. Нормальное отклонение частоты допускается в пределах $\pm 0,2$ Гц, максимальное - в пределах $\pm 0,4$ Гц. Если генерируемая активная мощность становится больше потребляемой, то частота в сети повышается. При дефиците активной мощности частота в сети снижается.

Баланс реактивной мощности по всей системе влияет на уровень напряжения сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой, то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности напряжение понижается.

1.2.1 Баланс активных мощностей

Баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_T = \sum P_{II} . \quad (1)$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций равна суммарному потреблению мощности и равна:

$$\sum P_T = P_I + P_{II} . \quad (2)$$

Подставив числовые значения в формулу (2), получим:

$$\sum P_T = 110 + 3 \cdot 60 = 290 \text{ МВт.}$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum P_{\text{CH}} + \sum \Delta P_{\text{Л}} + \sum \Delta P_{\text{T}}. \quad (3)$$

Активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum P_{\text{H}} = P_{\text{p}} + P_{\text{Л}} + P_{\text{C}} + P_{\text{5}} + P_{\text{3}} + P_{\text{заг}} + P_{\text{эсц}} + P_{\text{эсс}}. \quad (4)$$

Подставив числовые значения в формулу (4), получим:

$$\sum P_{\text{H}} = 29 + 47 + 20 + 4 + 8 + 23 + 36 + 15 + 45 + 30 = 257 \text{ МВт.}$$

Мощности собственных нужд (с.н.) электрических станций:

$$\sum P_{\text{CH}} = 0,06 \cdot \sum P_{\text{T}}. \quad (5)$$

Подставив числовые значения в формулу (5), получим:

$$\sum P_{\text{CH}} = 0,06 \cdot 290 = 17,4 \text{ МВт,}$$

Мощности потерь мощности в линиях:

$$\sum \Delta P_{\text{Л}} = 0,025 \cdot \sum P_{\text{H}}. \quad (6)$$

Подставив числовые значения в формулу (6), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{Л}} = 0,025 \cdot 257 = 6,425 \text{ МВт,}$$

Мощности потерь мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{T}} = 0,0135 \cdot \sum P_{\text{H}} \quad (7)$$

Подставив числовые значения в формулу (7), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{T}} = 0,0135 \cdot 257 = 3,47 \text{ МВт.}$$

Подставив числовые значения в формулу (3), получим:

$$\sum P_{\Pi} = 257 + 17,4 + 6,425 + 3,47 = 284,3 \text{ МВт.}$$

Баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счет обменной мощности соседней энергосистемы (п/ст I). Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при ее дефиците в сетевом районе либо потребляет ее при избытке.

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности:

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		17

$$P_c = \sum P_T - \sum P_{\Pi} . \quad (8)$$

Подставив числовые значения в формулу (8), получим:

$$P_c = 290 - 284,3 = 5,7 \text{ МВт.}$$

1.2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_T + \sum Q_3 \pm Q_{\text{КУ}} \pm Q_c = \sum Q_{\Pi} , \quad (9)$$

где $\sum Q_T$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\sum Q_3$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{\text{КУ}}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств; Q_c – величина обменной реактивной мощности.

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ($Q_H = Q_{H(\text{макс})}$). Потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_H + \sum Q_{\text{СН}} + \sum \Delta Q_L + \sum \Delta Q_T . \quad (10)$$

где мощность нагрузок потребителей:

$$\sum Q_H = \sum P_i \cdot \text{tg}(\varphi_I) . \quad (11)$$

Подставив числовые значения в формулу (11), получим:

$$\begin{aligned} \sum Q_H = & 29 \cdot 0,56 + 47 \cdot 0,51 + 20 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,56 + 8 \cdot 0,51 + 23 \cdot 0,54 + 36 \\ & \cdot 0,45 + 15 \cdot 0,54 + 45 \cdot 0,56 + 30 \cdot 0,64 = 136,7 \text{ Мвар .} \end{aligned}$$

Мощность собственных нужд электрических станций:

$$\sum Q_{\text{СН}} = \sum P_{\text{СН}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{СН}}) . \quad (12)$$

Подставив числовые значения в формулу (12), получим:

$$\sum Q_{\text{СН}} = 17,4 \cdot 0,7 = 12,18 \text{ Мвар .}$$

Потери мощности в линиях:

$$\sum \Delta Q_L = 0,05 \cdot \sum Q_H . \quad (13)$$

Подставив числовые значения в формулу (13), получим:

$$\sum \Delta Q_L = 0,05 \cdot 136,7 = 6,835 \text{ Мвар ,}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_T = 0,07 \cdot \sum Q_H . \quad (14)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Подставив числовые значения в формулу (14), получим:

$$\Sigma \Delta Q_T = 0,07 \cdot 136,7 = 9,569 \text{ Мвар} .$$

Подставив числовые значения в формулу (10), получим:

$$\Sigma Q_{\Pi} = 136,7 + 12,18 + 6,835 + 9,569 = 165,284 \text{ Мвар} ,$$

Величину реактивной мощности, поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов:

$$\Sigma Q_{Г} = \Sigma P_{Г} \cdot tg(\varphi_{Г}). \quad (15)$$

Подставив числовые значения в формулу (15), получим:

$$\Sigma Q_{Г} = 290 \cdot tg(\arccos(0,95)) = 95,32 \text{ Мвар} .$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 квар/км:

$$\Sigma Q_{з} = 0,03 \cdot l_{110}. \quad (16)$$

Подставив числовые значения в формулу (16), получим:

$$\Sigma Q_{з} = 0,03 \cdot (65 + 55 + 35 + 25 + 45 + 25 + 60 + 2 \cdot 40 + 40 + 50 + 2 \cdot 60 + 2 \cdot 40 + 55) = 0,03 \cdot 735 = 22,05 \text{ Мвар} .$$

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы:

$$Q_c = P_c \cdot tg(\varphi_c). \quad (17)$$

Подставив числовые значения в формулу (17), получим:

$$Q_c = 5,7 \cdot 0,35 = 2 \text{ Мвар} .$$

Сопоставляя суммарную реактивную потребляемую мощность с поступающей от источников, можно определить по условию баланса необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления.

Мощность компенсирующих устройств определяется из равенства

$$Q_{ку} = \Sigma Q_{\Pi} - \Sigma Q_{Г} - \Sigma Q_{з} - Q_c. \quad (18)$$

Подставив числовые значения в формулу (18), получим:

$$Q_{ку} = 165,284 - 95,32 - 22,05 - 21 = 45 \text{ Мвар} .$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		19

Мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме генерации реактивной мощности - 45 Мвар. Ближайшее устройство - батарея статических компенсаторов БСК-110-52 УХЛ1, с номинальной мощностью 52 Мвар.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности.

2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая (сеть местного значения), источником питания являются шины 35 кВ п/ст Садовая. Поэтому все расчеты проводятся упрощенно. Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшая потеря напряжения ($\Delta U_{\text{нб}}$) превысит допустимую величину ($\Delta U_{\text{доп}}$). Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по нормированным ГОСТ-13109-97 отклонениям напряжения на электроприемниках [3, стр. 327].

При проверке второго условия необходимо найти наибольшую потерю напряжения, используя следующую методику.

1. Рассчитать потоки мощности на головных участках сети:

$$\underline{S}_{\text{сад}'-\text{нов}} = \frac{\sum_{i=1}^2 S_{ci} Z_{ic}^*}{Z_{c'-c}^*}, \quad (19)$$

$$\underline{S}_{\text{сад}''-\text{виш}} = \frac{\sum_{i=1}^2 S_{ci} Z_{ic}'^*}{Z_{c'-c}^*}. \quad (20)$$

Подставив числовые значения в формулу (19), получим:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{\text{сад}'-\text{нов}} &= \frac{(4 + j2,24)(6,32 + j3,6 + 1,22 + j2,07) + (8 + j4,08)(1,22 + j2,07)}{(11,37 + j6,48) + (6,32 + j3,6) + (1,22 + j2,07)} \\ &= 2,17 + j1,836 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Подставив числовые значения в формулу (20), получим:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{\text{сад}''-\text{виш}} &= \frac{(8 + j4,08)(6,32 + j3,6 + 11,37 + j6,48) + (4 + j2,24)(11,37 + j6,48)}{(11,37 + j6,48) + (6,32 + j3,6) + (1,22 + j2,07)} \\ &= 9,828 + j4,484 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

По балансу мощности найти поток на участке:

$$\bar{S}_{\text{нов}-\text{виш}} = \bar{S}_{\text{нов}} - \bar{S}_{\text{сад}'-\text{нов}}. \quad (21)$$

Подставив числовые значения в формулу (21), получим:

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

$$\bar{S}_{\text{нов-виш}} = 4 + j2,24 - (2,17 + j1,83) = 1,82 + j0,41 \text{ МВА} .$$

Точка потокораздела - подстанция 41.

Проверка:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{сад'-нов}} + \underline{S}_{\text{сад''-виш}} &= \underline{S}_{\text{нов}} + \underline{S}_{\text{виш}} . \\ 12 + j6,32 &= 12 + j6,32 . \end{aligned} \quad (22)$$

3. Определить $\Delta U_{\text{нб}}$ как сумму потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{\text{нов-виш}} + \Delta U_{\text{сад'-виш}} = \Delta U_{\text{сад'-нов}} \quad (23)$$

при этом для любого участка

$$\Delta U_i = \frac{P_i r_i + Q_i x_i}{U_{\text{ном}}} , \quad (24)$$

где P_i , Q_i , r_i , x_i – соответственно потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления.

И проверим условие $\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$

Для сети 35 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 0,1 \cdot U_{\text{ном}} = 3500 \text{ В} .$$

$$\Delta U_{\text{сад'-нов}} = \frac{2,17 \cdot 11,4 + 1,83 \cdot 6,5}{35} 10^3 = 1046 \text{ В} , \text{ что меньше } \Delta U_{\text{доп}} .$$

$$\Delta U_{\text{нов-виш}} = \frac{1,82 \cdot 6,32 + 0,41 \cdot 3,6}{35} 10^3 = 371,76 \text{ В} ,$$

$$\Delta U_{\text{сад'-виш}} = \frac{9,82 \cdot 1,22 + 4,484 \cdot 2,07}{35} 10^3 = 607,8 \text{ В} .$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = 371,76 + 607,8 = 979,56 , \text{ что меньше } \Delta U_{\text{доп}} .$$

Проверим также значения плотности тока в ветвях сети. Для этого рассчитаем расчетные токи в ветвях;

$$I_i = \frac{|\bar{S}_i|}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos(\varphi_i)} . \quad (25)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

$$I_{\text{сад}'-\text{нов}} = \frac{2,17}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,912} = 53,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{нов}-\text{виш}} = \frac{1,828}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,873} = 34,676 \text{ А},$$

$$I_{\text{сад}'-\text{виш}} = \frac{9,828}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,912} = 195,418 \text{ А}.$$

Плотности тока через площадь сечения провода ветви:

$$J_i = \frac{I_i}{s_i}, \quad (26)$$

где s_i - площадь сечения провода

$$J_{\text{сад}'-\text{нов}} = \frac{53,8}{50} = 1,075 ,$$

$$J_{\text{нов}-\text{виш}} = \frac{34,767}{50} = 0,694 ,$$

$$J_{\text{сад}'-\text{виш}} = \frac{195,418}{120} = 1,628 .$$

Для проведения в дальнейшем технико-экономических расчетов следует рассчитать потери мощности для всех n участков сети:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \frac{(P_i^2 + Q_i^2) r_i}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (27)$$

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^n \frac{(P_i^2 + Q_i^2) x_i}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (28)$$

Подставив числовые значения в формулу (27), получим:

$$\Delta P = \left[\frac{(2,17^2 + 1,83^2) \cdot 11,4}{35^2} + \frac{(1,8^2 + 4,04^2) \cdot 6,32}{35^2} + \frac{(9,828^2 + 4,484^2) \cdot 1,2}{35^2} \right] \cdot 10^6 = 0,209 \text{ МВт} .$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Подставив числовые значения в формулу (28), получим:

$$\Delta Q = \left[\frac{(2,17^2 + 1,83^2) \cdot 6,48}{35^2} + \frac{(1,8^2 + 4,04^2) \cdot 3,6}{35^2} + \frac{(9,828^2 + 4,48^2) \cdot 2,07}{35^2} \right] \cdot 10^6 = 0,25 \text{ Мвар} .$$

Определим нагрузку на шины 35 кВ п/ст Садовая в максимальном режиме работы системы:

$$S_{35(\text{макс})} = S_{\text{нов}} + S_{\text{виш}} + (\Delta P + j\Delta Q). \quad (29)$$

Подставив числовые значения в формулу (29), получим:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{35(\text{макс})} &= (4 + j2,24 + 8 + j4,08 + (0,209 + j0,25)) \cdot 10^6 \\ &= 11,22 + j6,57 \text{ МВА} . \end{aligned}$$

Здесь же, используя коэффициенты пропорциональности, удобно найти мощность, поступающую в сеть 35 кВ в минимальном режиме:

$$\bar{S}_{35(\text{мин})} = 0,7 \cdot (\bar{S}_{\text{нов}} - \bar{S}_{\text{виш}}) + 0,49 \cdot (\Delta P + i\Delta Q). \quad (30)$$

Подставив числовые значения в формулу (30), получим:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{35(\text{мин})} &= (0,7 \cdot (4 + j2,24 + 8 + j4,08) + 0,49 \cdot (0,209 + j0,225)) \cdot 10^6 \\ &= 8,5 + j4,547 \text{ МВА} . \end{aligned}$$

2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях.

Подстанция Садовая:

На данной подстанции установлены два 3-х обмоточных трансформатора ТМТН-63000/110/35/10.

Мощность проходящая через каждый трансформатор в рабочем режиме:

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$S = S_{41} + S_{42} + S_4 = 4,58 + 8,98 + 21,9 = 35,5 \text{ МВА} .$$

Максимальная мощность через трансформатор возможна при выходе из строя одного трансформатора. Тогда вся мощность будет проходить через него, и в этом случае трансформатор не будет загружен на 100%.

Электростанция Цветочная:

Трансформатор ТДЦ-80000/110 связан с генератором 60 МВА и не может быть загружен более чем на $\frac{60}{80} \cdot 100\% = 75\%$, то есть в любом случае работает без перегрузок.

Трансформатор ТДЦ-10000/110 связан с генераторами 2х 25 МВА.

В рабочем режиме мощность через трансформатор:

$$P = P_I - P_{эс1} - P_{сн} = 2 \cdot 25 - 45 - 3 = 2 \text{ МВА}.$$

Когда в работе один генератор:

$$P = 25 - P_{эс1} - P_{сн} = 25 - 45 - 3 = -23 \text{ МВА}.$$

Трансформатор в этом случае перегружен на 80%, что недопустимо, поэтому необходимо добавить еще один ТДЦ-10000/110 в параллель, тогда при отключении одного генератора, через каждый трансформатор будет проходить мощность 11,5 МВА, а значит они не будут перегружены.

Когда оба генераторы отключены:

$$P = -P_{эс1} - P_{сн} = -45 - 3 = -48 \text{ МВА}.$$

Вероятность данного случая низкая, но тем не менее в этом режиме даже два трансформатора будут перегружены.

2.3 Проверка сечений проводов

Для расчета приближенного потокораспределения в сложной многоконтурной схеме необходимо воспользоваться программными средствами – NetWORKS.

Существующая сеть избыточная по активной мощности и дефицитная по реактивной. Проведем проверку по короне, сечение проводов линий 110 кВ должно быть не менее 70 мм². Для проверки по допустимому току построим таблицу 6.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 5 – Токи в линиях

Ли- ния	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм2
1	п/ст-Радуж- ная	п/ст-1-Весенняя	2хАС- 120/19	3,76	124,45	390	1,037
2	п/ст-Ясная	п/ст-Радужная	2хАС- 150/24	20,49	115,02	450	0,767
3	п/ст-Радуж- ная	п/ст-Летняя	АС-150/24	0,42	5,89	450	0,039
4	п/ст-Садовая	п/ст-Летняя	АС-150/24	17,35	97,1	450	0,647
5	п/ст-Садовая	п/ст-Радужная	АС-120/19	17,31	100,23	390	0,835
6	п/ст-Новинка	п/с-Вишневая	АС-70/11	1,43	24,17	265	0,345
7	эс1-Цветоч- ная	п/ст-Летняя	2хАС- 150/24	22,76	147,67	450	0,984
8	эс1-Цветоч- ная	п/ст-Радужная	АС-150/24	17,88	114,18	450	0,761
9	п/ст-Летняя	п/ст-Землянич- ная	АС-185/29	14,88	87,57	510	0,473
10	п/ст-Радуж- ная	п/ст-Землянич- ная	АС-185/29	21,44	129,22	510	0,699
11	п/ст-Радуж- ная	п/ст-Загайново	АС-70/11	16,31	122,28	265	1,747
12	п/ст-Ясная	п/ст-Загайново	АС-70/11	20,89	113,28	265	1,618
13	эс-Сиреневая	п/ст-Садовая	АС- 2х240/32	68,6	363,24	1220	0,757
14	эс-Сиреневая	п/ст-Ясная	АС- 2х240/32	86,95	459,7	1220	0,958

2.4 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений линий

передач

Для такой сети необходимо провести ряд расчетов. В послеаварийном режиме одновременное отключение двух цепей двухцепной линии не рассматривается, для таких линий наибольший ток имеет место при отключении одной цепи.

Результаты расчетов целесообразно представить в виде таблицы 6.

Таблица 6 – Токи в линиях при отключении каждой из линий

Линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Норм режим	124,45	115,02	5,89	97,1	100,23	24,17	147,67	114,18	87,57
1	124,67	115,1	5,9	97,33	100,54	-	147,69	114,22	87,61
2	141,98	267,98	77,46	84,07	122,73	25,92	188,47	133,45	60,44
3	161,84	93,49	74,38	303,39	361,39	24,5	174,8	179,7	142,36
4	133,73	-	16,31	144,12	160,2	24,21	152,14	131,24	101,37
5	128,46	162,46	1,58	104,17	108,55	24,2	149,97	119,6	90,49

Продолжение таблицы 6

Линии	10	11	12	13	14
Норм.ре- жим	129,22	122,28	113,28	363,24	459,7
1	129,18	122,28	113,31	363,09	459,88
2	173,76	130,79	171,37	-	820,63
3	82,29	186,58	43,06	821,78	-
4	116,73	166,69	236,87	467,12	353,4
5	126,7	226,87	-	378,96	443,2

Продолжение таблицы 6

Линии	1	2	3	4	5	6	7	8
6	116,75	90,75	9,28	92,65	95,15	24,15	146,09	110,53
7	125,36	133,2	24,8	153,5	-	24,22	146,56	122,8
8	125,55	130,1	44,23	-	163,25	24,13	158,24	105,96
9	133,74	116,33	39,52	82,06	109,65	24,17	132,5	134,92
10	111,39	112,99	68,74	119,99	87,38	24,2	175,49	89,34
11	124,35	114,99	-	97,38	100	24,18	149,76	113,66
12	181,28	105,08	149,68	149,11	66,97	25,03	-	335,63
13	147,35	115,66	43,52	77,53	110,34	24,31	186,52	-
Инб	181,28	267,98	149,68	303,39	361,39	25,92	188,47	335,63
Идоп	390	450	450	450	390	265	450	450
Кзагр	0,46	0,6	0,33	0,67	0,93	0,1	0,42	0,75

Продолжение таблицы 6

Линии	9	10	11	12	13	14
6	85,65	130,92	-	239,42	353,33	475,89
7	100,37	118,61	121,2	119,72	322,35	501,67
8	66,76	153,5	121,23	118,73	327,91	494,82
9	-	221,49	121,11	114,99	358,16	466,12
10	225,51	-	123,69	111,09	371,16	450,93
11	86,04	130,92	122,29	113,26	363,44	459,6

Продолжение таблицы 6

12	23,92	236,23	116,59	117,87	395,95	458,2
13	118,27	102,63	119,64	116,53	359,3	469,3
Инб	225,51	236,23	226,87	239,42	821,78	820,63
Идоп	510	510	265	265	1220	1220
Кзагр	0,44	0,46	0,86	0,9	0,67	0,67

Во всех вариантах отключения линий коэффициент загрузки не превышает 1.

3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Рассчитаем три режима сети – максимальный, минимальный и наиболее тяжелый послеаварийный. Порядок расчета параметров режима для всех трех случаев идентичен, отличие заключается в исходных данных.

3.1 Максимальный режим работы сети

Максимальный режим - это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, и потребляется мощность в режиме наибольших нагрузок.

Для выполнения расчета, воспользуемся программой NetWORKS и построим таблицу по току в максимальном режиме (таблица 7).

Таблица 7 – Токи в линиях в максимальном режиме

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	п/ст-Радужная	п/ст-1-Весенняя	2хАС-120/19	3,6	211,89	390	1,766
2	п/ст-Ясная	п/ст-Радужная	2хАС-150/24	20,73	120,81	450	0,805
3	п/ст-Радужная	п/ст-Летняя	АС-150/24	0,61	40,97	450	0,273
4	п/ст-Садовая	п/ст-Летняя	АС-150/24	17,16	95,07	450	0,634
5	п/ст-Садовая	п/ст-Радужная	АС-120/19	16,9	108,14	390	0,901
6	п/ст-Новинка	п/с-Вишневая	АС-70/11	1,43	23,92	265	0,342
7	эс1-Цветочная	п/ст-Летняя	2хАС-150/24	22,76	131,78	450	0,879
8	эс1-Цветочная	п/ст-Радужная	АС-150/24	17,89	94,63	450	0,631
9	п/ст-Летняя	п/ст-Земляничная	АС-185/29	15,06	81,81	510	0,442
10	п/ст-Радужная	п/ст-Земляничная	АС-185/29	21,28	138,58	510	0,749
11	п/ст-Радужная	п/ст-Загайново	АС-70/11	16,71	126,93	265	1,813
12	п/ст-Ясная	п/ст-Загайново	АС-70/11	20,48	109,46	265	1,564
13	эс-Сиреневая	п/ст-Садовая	АС-2х240/32	67,95	357,4	1220	0,745
14	эс-Сиреневая	п/ст-Ясная	АС-2х240/32	87	456,78	1220	0,952

Из данной таблицы видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току, а также экономическая плотность тока в линиях, в

основном близка к экономической плотности тока для Уральской климатической зоны, и не превышает значения 2 А/мм^2 .

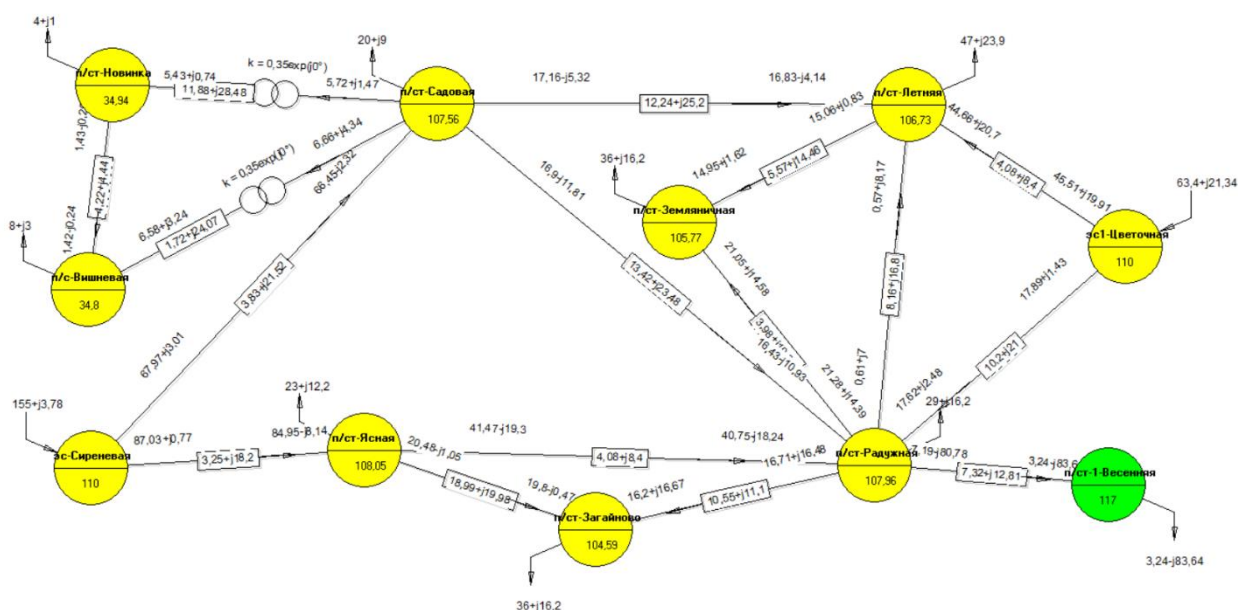


Рисунок 1 – Максимальный режим

Рабочее напряжение в максимальном режиме (рисунок 2) рассмотрим по таблице 8.

Таблица 8 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Узлы	U _p , кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
п/ст-Весенняя	117	117	0%
п/ст-Радужная	107,96	110	3,7%
п/ст-Летняя	106,73	110	3,8%
п/ст-Садовая	107,456	110	3,5%
п/ст-Новинка	34,94	35	1,4%
п/ст-Вишневая	34,8	35	1,5%
п/ст-Ясная	108,05	110	3,5%
п/ст-Земляничная	105,77	110	5,2%
п/ст-Загайново	104,59	110	5,0%
эс-Цветочная	110	110	0%
эс-Сиреневая	110	110	0%

Отклонение напряжение в узлах в максимальном режиме находится в допустимых пределах – до 10%.

3.2 Минимальный режим работы сети

Минимальный режим - это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, но потребляется мощность , равная 70% режима наибольших нагрузок. Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 9).

Таблица 9 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Узлы	U _p , кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
п/ст-Весенняя	113	113	0%
п/ст-Радужная	108,27	110	2,7%
п/ст-Летняя	107,64	110	2,7%
п/ст-Садовая	108,36	110	2,7%
п/ст-Новинка	36,15	35	1,2%
п/ст-Вишневая	36,06	35	1,2%
п/ст-Ясная	108,56	110	2,6%
п/ст-Земляничная	106,86	110	3,2%
п/ст-Загайново	106,05	110	3,5%
эс-Цветочная	110	110	0%
эс-Сиреневая	110	110	0%

И в минимальном режиме напряжение нигде сильно не поднялось. Таким образом, не требуется выбор отпаяк в минимальном режиме.

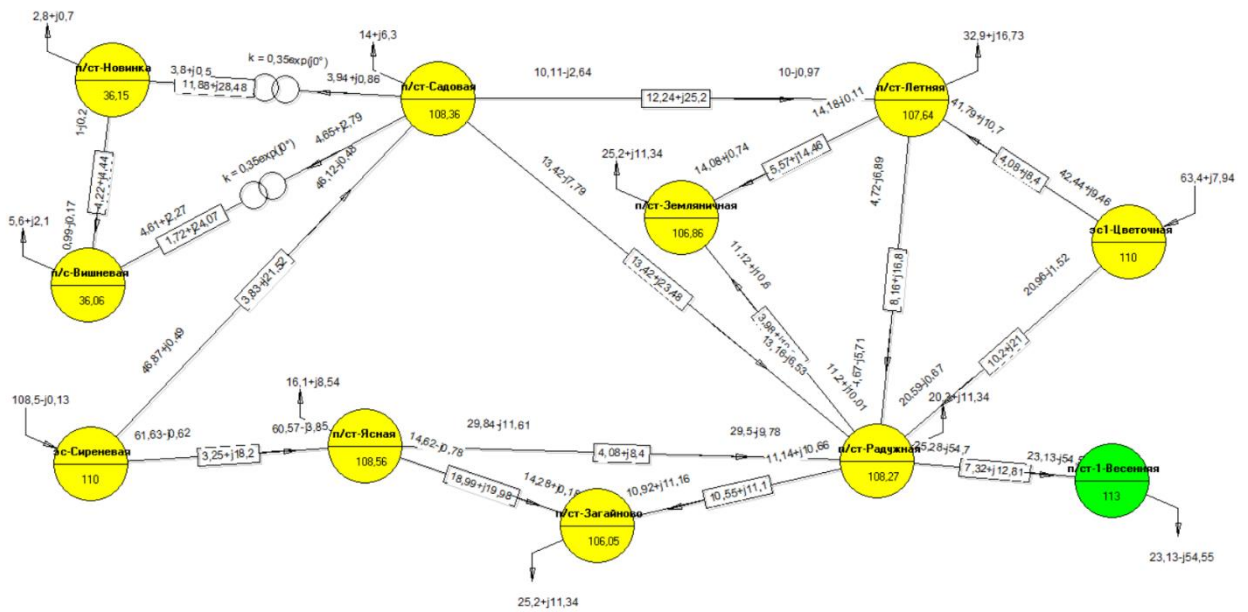


Рисунок 2 – Минимальный режим

Однако в этом режиме увеличилась избыточная реактивная мощность. Она может выдаваться в систему через балансирующий узел, где будет потребляться асинхронными двигателями на предприятиях, но если этого недостаточно, то необходима установка компенсирующих устройств. Ведь рост генерируемой реактивной мощности приводит к росту напряжения в сети.

3.3 Наиболее тяжелые послеаварийные режимы работы сети

Из таблицы 8 видно, что самые тяжелые режимы возникают при отключении 13 и 14 линий. Это линии, связывающие электростанцию Сиреневую с подстанцией Садовая и с подстанцией Ясная. Обе линии одноцепные, и при отключении одной, на другой коэффициент загрузки максимальный. Рассмотрим отключение 13 линии.

Результаты моделирования данного послеаварийного режима разработанной сети представлены на рисунке 3.

Таблица 10 – Токи в линиях в послеаварийном режиме

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А
1	п/ст-1-Весенняя	п/ст-Радужная	2хАС-120/19	1,38	141,2
2	п/ст-Ясная	п/ст-Радужная	2хАС-150/24	47,25	266,63
3	п/ст-Радужная	п/ст-Летняя	АС-150/24	13,21	77,44

Продолжение таблицы 10

4	п/ст-Летняя	п/ст-Садовая	АС-150/24	11,78	84,06
5	п/ст-Радужная	п/ст-Садовая	АС-120/19	21,53	122,73
6	п/ст-Новинка	п/с-Вишневая	АС-70/11	1,43	25,92
7	эс1-Цветочная	п/ст-Летняя	2хАС-150/24	26,61	188,44
8	эс1-Цветочная	п/ст-Радужная	АС-150/24	10,18	133,38
9	п/ст-Летняя	п/ст-Земляничная	АС-185/29	5,76	60,42
10	п/ст-Радужная	п/ст-Земляничная	АС-185/29	30,66	173,76
11	п/ст-Радужная	п/ст-Загайново	АС-70/11	7,25	130,51
12	п/ст-Ясная	п/ст-Загайново	АС-70/11	30,95	170,86
13	эс-Сиреневая	п/ст-Садовая	АС-2х240/32	-	-
14	эс-Сиреневая	п/ст-Ясная	АС-2х240/32	154,98	817,47

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

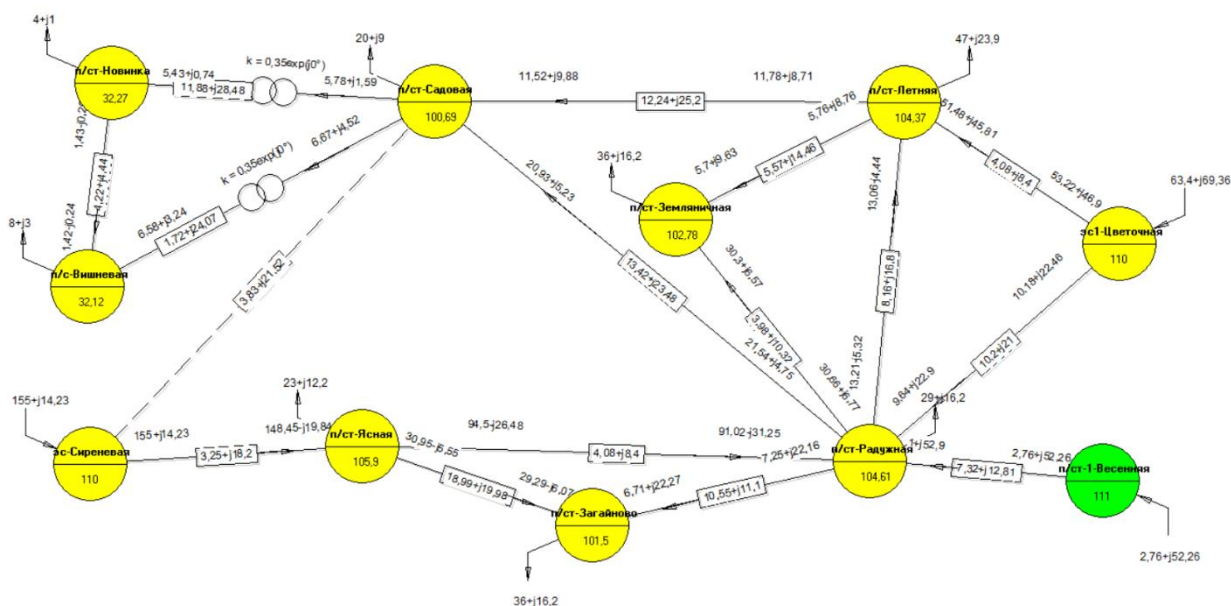


Рисунок 3 – Послеаварийный режим

Таблица 11 – Напряжение в узлах в послеаварийном режиме после установки КУ

Узлы	U _p , кВ	U _{ном} , кВ	ΔU, %
п/ст-Весенняя	111	111	0%
п/ст-Радужная	104,61	110	5,3%
п/ст-Летняя	104,37	110	5,6%

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 11

п/ст-Садовая	100,69	110	7,6%
п/ст-Новинка	32,27	35	7,6%
п/ст-Вишневая	32,12	35	7,5%
п/ст-Ясная	105,9	110	4,7%
п/ст-Земляничная	102,78	110	6,5%
п/ст-Загайново	101,5	110	6,8%
эс-Цветочная	110	110	0%
эс-Сиреневая	110	110	0%

4 ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

4.1 Выбор схемы РУ на стороне ВН ПС

На сторону высокого напряжения проектируемой подстанции выбираем распределительное устройство по схеме *два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий*. Данная схема является типовым решением и рекомендована ФСК ЕЭС [1] при напряжении 110 кВ и количестве линий равному двум. Схема представлена на рисунке 4.

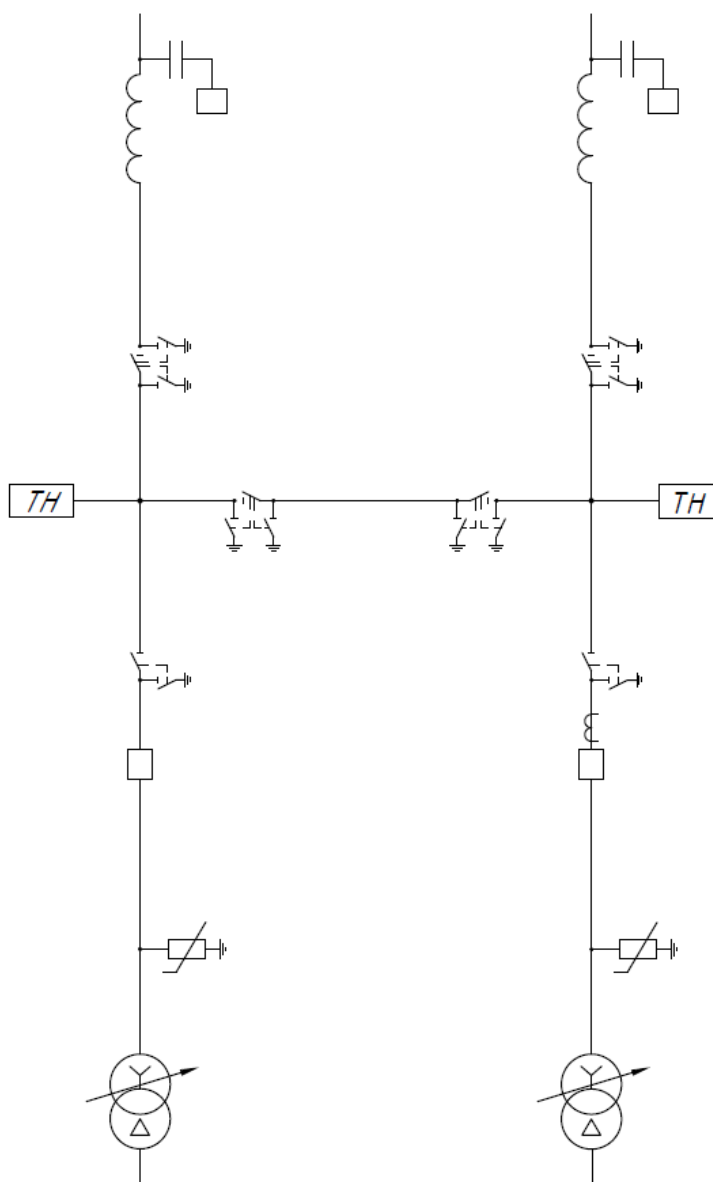


Рисунок 4 – Схема РУ ВН ПС №110-4Н

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Лист

35

4.2 Схема РУ на стороне НН ПС

На сторону высокого напряжения проектируемой подстанции принимаем распределительное устройство по схеме *одна секционированная выключателем система шин*. Данная схема является типовым решением при двух трансформаторах на подстанции [1]. Схема представлена на рисунке 5.

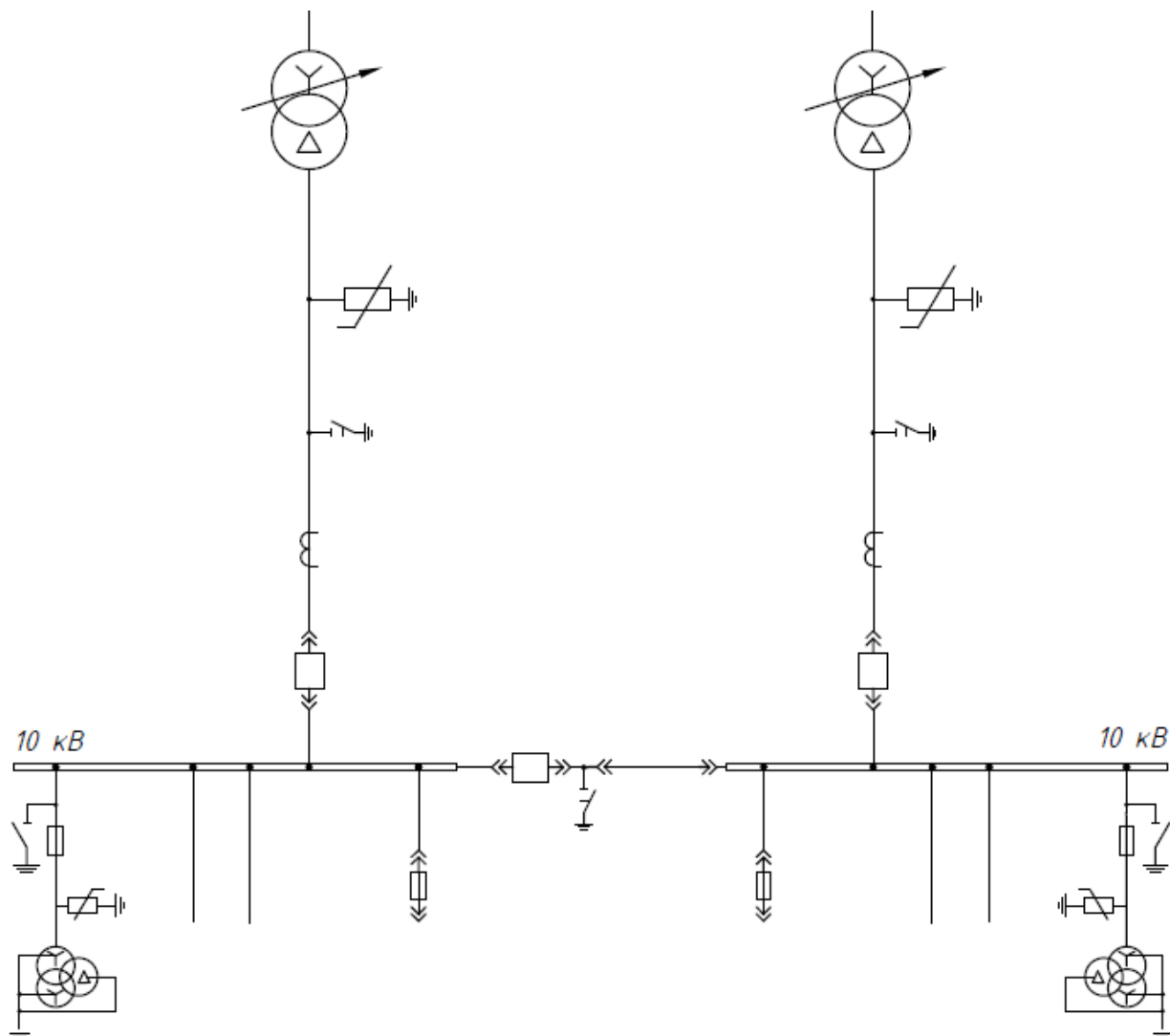


Рисунок 5 – Схема РУ НН ПС №10-1

4.3 Схема РУ 10 кВ (цеха) питаемого от секции шин НН ПС

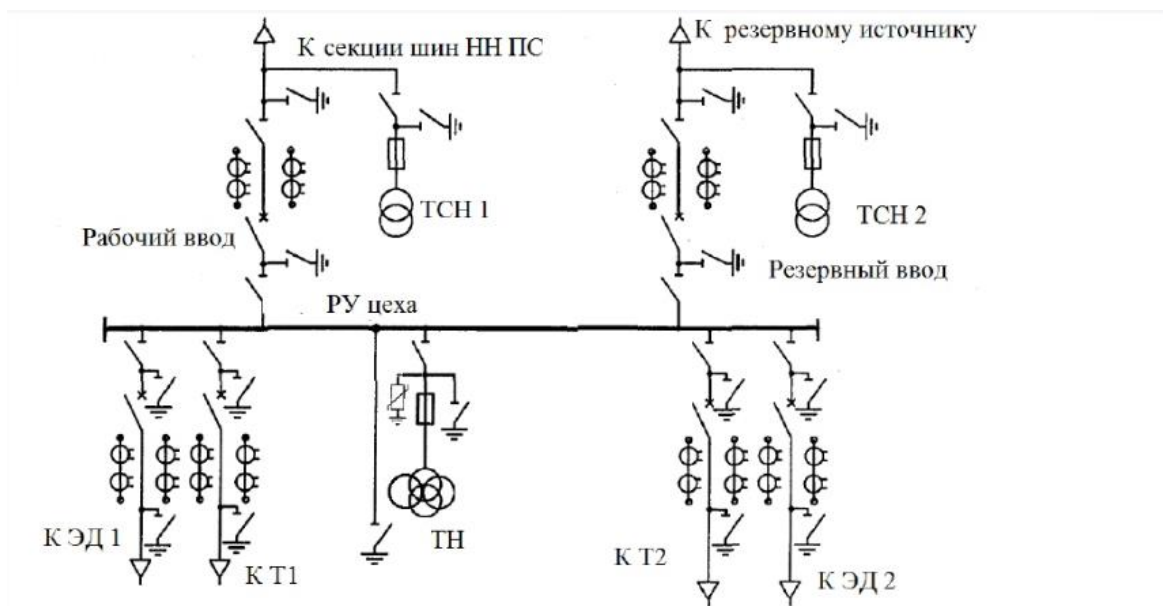


Рисунок 6 – Схема РУ 10 кВ (цеха) питаемого от секции шин НН ПС

5 РЕЖИМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1 Выбор сечения КЛ

Чтобы выбрать режим нейтрали сети 10 кВ необходимо найти значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который определяется сечением кабельных линий сети 10 и их общей протяженностью. Генерация емкостного тока другими элементами сети 10 кВ не учитывается, так как значения данной генерации малы.

Выбор сечения КЛ 10 кВ осуществляется по предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов и по экономической плотности тока [2].

Найдем длительно допустимый ток кабельных линий по формуле:

$$I_{\text{Доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{(N_{\text{КЛ}} - 1)K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н.}} \cdot K_{\text{СР}}}, \quad (31)$$

где $I_{\text{н.макс}}$ – максимальный ток нагрузки послеаварийного режима; $K_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки, для кабелей из сшитого полиэтилена составляет 1,1 [2]; $K_{\text{с.н.}}$ – поправочный коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке КЛ равный 0,9 [2]; $K_{\text{СР}}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды, который в учебных расчетах принимается равным 1; $(N_{\text{КЛ}} - 1)$ – количество кабелей, которые должны выдержать максимальный ток нагрузки, при ремонте одного из кабелей.

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима для выбранной схемы электроснабжения составляет:

$$I_{\text{н.макс}} = I_{\text{н}}, \quad (32)$$

где $I_{\text{н}}$ – длительный ток нагрузки, который в свою очередь равен:

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (33)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

где S_H – полная мощность нагрузки цеха; $U_{ном}$ – номинальное напряжение на стороне НН ПС.

Для дальнейших расчетов подставим (3) в (2):

$$I_{н.макс} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (34)$$

Найдем полную мощность нагрузки цеха S_H :

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\varphi_D \cdot \eta}, \quad (35)$$

где N_T и S_T – количество и мощность трансформаторов, несущих постоянную нагрузку; N_D и P_D – количество и мощность асинхронных двигателей; $\cos\varphi_D$ – коэффициент мощности двигателей; η – КПД двигателей.

Подставим имеющиеся значения в (5):

$$S_H = (8 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 0,63}{0,88 \cdot 0,957} = 10,992 \text{ МВА.}$$

Получившееся значение подставим в (4):

$$I_{н.макс} = \frac{10,992}{\sqrt{3} \cdot 10} = 635 \text{ А.}$$

Найденные значения подставляем в (1):

$$I_{доп} \geq \frac{635}{(4 - 1)1,1 \cdot 0,9 \cdot 1} = 213,805 \text{ А.}$$

Учитывая, что экономическая плотность тока равна $J_э = 1,7 \text{ А/мм}^2$ [2]. Выбор сечения по экономической плотности тока производится на основании формулы:

$$q_э = \frac{I_{н.макс}}{N_{ц} \cdot J_э} = \frac{635}{4 \cdot 1,7} = 93 \text{ мм}^2. \quad (36)$$

Возьмем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из поливинилхлоридного пластиката АПвВ 3х95-110 с допустимым длительным током 330 А при прокладке в земле.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		39

5.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

Во время проектирования ориентировочно емкостной ток замыкания на землю можно по удельным значениям емкостных токов в амперах на километр в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети, которые приводятся в каталогах и нормативных документах. В рамках учебного проектирования емкостной ток замыкания на землю находится как:

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{КЛ}} \cdot N_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot k_{\text{КЛ}}, \quad (37)$$

где $N_{\text{Ц}}$ – количество цепей в КЛ; $L_{\text{КЛ}}$ – длина КЛ в км; $k_{\text{КЛ}}$ – удельное значение емкостного тока А/км.

Так как в каталоге указана емкость кабеля на 1 км, то удельное значение емкостного тока находится как:

$$k_{\text{КЛ}} = \omega \cdot C_{\text{ОФ}} \cdot U_{\text{Ф}} \cdot 10^{-6}, \quad (38)$$

где ω – угловая частота напряжения, Гц; $C_{\text{ОФ}}$ – емкость 1 км кабеля, из каталога принимается равным 0,37 мкФ/км; $U_{\text{Ф}}$ – фазное напряжение.

Подставим значения в (7) и произведем расчет:

$$k_{\text{КЛ}} = 3 \cdot 314 \cdot 0,23 \cdot 5770 \cdot 10^{-6} = 1,25.$$

Получившееся значения позволяет найти суммарный емкостной ток замыкания на землю:

$$I_{C\Sigma} = 4 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,25 = 6,5 \text{ А.}$$

Так значение не превышает 20 А, то компенсация емкостного тока не требуется [ПТЭ].

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		40

6 ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

6.1 Выбор вида оперативного тока

По ПЕТП п. 2.3.5.2: — «Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием... на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ)»; Для ПС 110 кВ 110 кВ применять одну АБ и два ЗУ.

По ПЕТП п. 2.3.5.3: «На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В».

6.2 Выбор источников оперативного тока

По НТП ПС 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 110-220 кВ»; — «На ПС с СОПТ ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ [НН] 6-35 кВ»; — «На ПС... с ПОТ ТСН должны присоединяться через предохранители на участке между вводами и их выключателями».

Следовательно ТСН присоединим через предохранители.

6.3 Определение мощности ТСН

Для определения мощности нужно рассчитать оборудование на подстанции.

На ПС установлены два двухобмоточных трансформатора 110/10 кВ. К шинам НН ПС подсоединены 8 трансформаторов 10/0,4 кВ, 4 ЭД 10 кВ и 2 КЛ к РП. Режим работы нейтрали на стороне 10 кВ — изолированная нейтраль.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

Таблица 12 – Показатели количества ячеек каждого элемента

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

Таблица 13 – Показатели мощности каждого вида потребителя

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 220(110)/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	16	16
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			401

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{CH} = K_c * \frac{P}{\cos\varphi} = 0,8 * \frac{401}{0,9} = 360 \text{ кВА} \quad (39)$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН, например ОАО «ПК ХК «Электро-завод», г. Москва (производитель, чьи трансформаторы серий ТМГ, ТМ мощностью 100-1000 кВА, класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»). По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ТСН: — ТМГ-400/10-У1 — трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 400 кВА

Выбираем ТСН РУ (цеха) 10 кВ с нагрузкой 8 трансформаторов 10/0,4 кВ и 4 ЭД 10 кВ.

Определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

Таблица 14 - Показатели количества ячеек каждого элемента

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	2
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	12
Итого	18

Определение суммарной активной нагрузки.

Таблица 15 - Показатели мощности каждого вида потребителя

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	16	18
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			28

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = K_c * \frac{P}{\cos\varphi} = 0,8 * \frac{28}{0,9} = 24 \text{ кВА}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН, например ОАО «ПК ХК «Электро-завод», г. Москва (производитель, чьи трансформаторы серий ТМГ, ТМ мощностью 100-1000 кВА, класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»). По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ТСН: — ТМГ-25/10-У1 — трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 25 кВА.

6.4 Выбор предохранителей на ТСН

В соответствии с НТП ПС п 6.1 ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители (или выключатели), а к РП или РУ цеха через предохранители.

Требования к защите силовых трансформаторов и другого оборудования предохранителями изложены в НТД: - ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше»; - ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКТ и ПКН»

Выбираем предохранитель для защиты ТСН ТМГ-400/10-У1.

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН, например ОАО «НВА». По каталогу фирмы или непосредственно с сайта по «Таблица подбора предохранителей для трансформаторных подстанций» для ТСН 10 кВ с ШНОМ = 400 кВА рекомендуемый номинальный ток предохранителя 50 А. По таблице «Технические характеристики» каталога выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12,5 либо ПКТ-101-10-3,2-12,5 Токи отключения у ПКТ-102 12,5 кА, а у ПКТ-103 31,5 кА. В последствии (после расчета ТКЗ) выбор конструктивного исполнения (102 или 103) должен быть уточнен.

Выбираем предохранитель для защиты ТСН ТМГ-25/10-У1.

Номинальный ток ТСН на стороне 10 кВ (где будет установлен предохранитель):

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

$$I_{\text{ном. тсн. 10}} = \frac{S_{\text{ном. тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. тсн. вн}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А} \quad (40)$$

Номинальный ток предохранителя:

$$I_{\text{ном. пкт}} \geq 2 \cdot I_{\text{ном. тсн. 10}} = 2 \cdot 1,44 = 2,88 \text{ А} \quad (41)$$

По таблице «Технические характеристики» каталога ОАО «НВА» выбираем предохранитель ПКТ-101-3,2-12,5; (по ряду номинальных токов 2; **3,2**; 5; 8; 10; 16; 20... выбирается ближайший больший)

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

7 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Суммарная нагрузка подстанции находится по формуле:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{ЦХ}} \cdot S_{\text{Н}}, \quad (42)$$

где $N_{\text{ЦХ}}$ – количество цехов, равное 4; $S_{\text{Н}}$ – полная мощность нагрузки цеха, которая была найдена в п. 2.2.

Подставим значения в (9):

$$S_{\text{ПС}} = 4 \cdot 10,992 = 43,969 \text{ МВА},$$

7.2 Определение мощности основных трансформаторов ПС

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки рассчитывается как:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{S_{\text{ПС}}}{k_{\text{п}}} = \frac{43,969}{1,4} = 31,407. \quad (43)$$

Выбираем трансформатор двухобмоточный номинальной мощностью 40000 кВА – ТДН – 40000 115/10,5 Ун/Д-11.

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

Для трансформаторов подключенных к шинам НН (10 кВ) ПС или к РУ 10 кВ цехов в исходных данных приведены номинальные мощности. По каталогам (или с сайтов) выбранных фирм-изготовителей выбирается исполнение указанных трансформаторов. Требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ изложены в ПЕТП (п. 2.3.3.1): - должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие; - со схемой соединения обмоток Д/Ун или У/Зн (схема соединения У/Ун — допускается при обосновании).

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		46

Выбираем трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к шинам НН ПС мощностью 1 МВА. По каталогу ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва выбираем ТМГ-1000/10-У1 с параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА}$$

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

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

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%$$

Схема и группа соединения обмоток Д/У_н-11.

В исходных данных задания на проектирование указана только максимальная нагрузка КЛ к РП в нормальном режиме ($S_{\text{н.кл}}$). По принятой схеме, к каждой секции РП присоединена КЛ с нагрузкой $S_{\text{н.кл}}$ и трансформатор 10/0,4 с нагрузкой $S_{\text{н.т.рп}}$. Следовательно:

$$S_{\text{т. ном. рп}} = S_{\text{н. кл}} - S_{\text{н. кл. рп}}$$

При взаимном резервировании трансформаторов на РП по стороне 0,4 кВ максимальная нагрузка на трансформатор РП:

$$S_{\text{н. трп. макс}} = 2 \cdot (S_{\text{н. кл}} - S_{\text{н. кл. рп}})$$

С учетом максимального значения перегрузки трансформатора РП $k_{\text{П}} = 1,4$, мощность трансформатора РП не должна быть меньше, чем:

$$S_{\text{т. ном. рп}} \geq \frac{2 \cdot (S_{\text{н. кл}} - S_{\text{н. кл. рп}})}{1,4}$$

Зададим (в рамках учебного проектирования — произвольно, но в разумных пределах) мощность нагрузки КЛ отходящей от РП — $S_{\text{н.КЛ.РП}} = 2,5$ МВА, тогда:

$$S_{\text{т. ном. рп}} \geq \frac{2 \cdot (S_{\text{н. кл}} - S_{\text{н. кл. рп}})}{1,4} = \frac{2(3 - 2,5)}{1,4} = 0,714 \text{ МВА}$$

По каталогу ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва выбираем ТМГ-1250/10-У1 с параметрами:

$$S_{\text{ном}} = 1250 \text{ кВА}$$

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

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

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		47

ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$

Схема и группа соединения обмоток Д/У_{н-1}

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗНАЧЕНИЯ

8.1 Ручной расчет токов короткого замыкания

Ручной расчет тока короткого замыкания будет производиться для максимального режима.

8.1.1 Расчетная схема

Расчетная схема, на которой представлены основные данные, необходимые для ручного расчета ТКЗ представлена на рисунке 9.

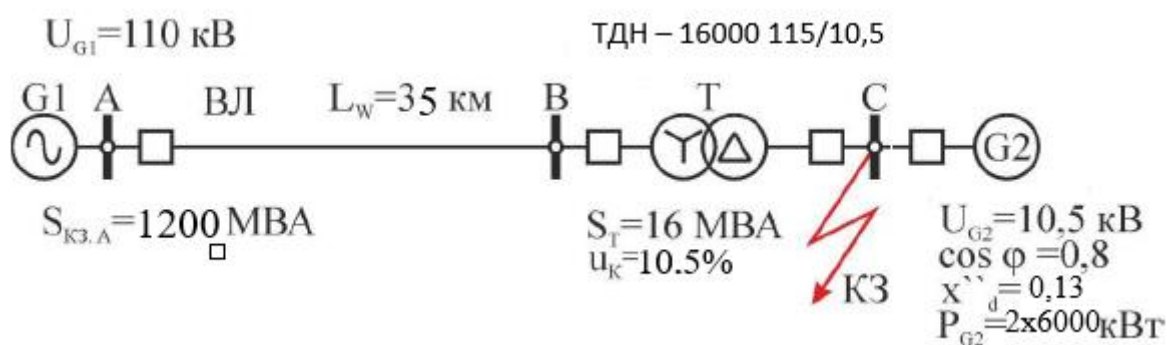


Рисунок 9 – Расчетная схема для ручного расчета ТКЗ

8.1.2 Определение параметров схемы замещения

Схема замещения представлена на рисунке 10.

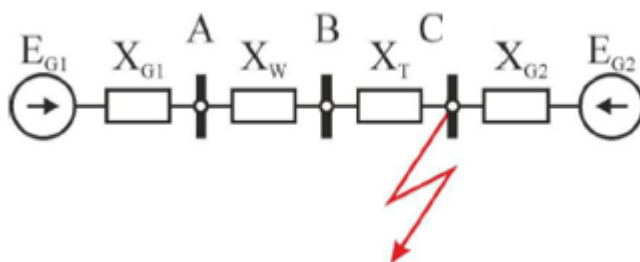


Рисунок 10 – Схема замещения

Ручной расчет ТКЗ

Параметры малых генераторов:

$$S_{Г} = 4000 \text{ кВт}$$

$$S_{кз\alpha} = 1100 \text{ кВт}$$

$$U_{срг1} = 115 \text{ кВ}$$

$$w = 30 \text{ км}$$

Составляем схему замещения и находим её параметры.

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рис.

11.

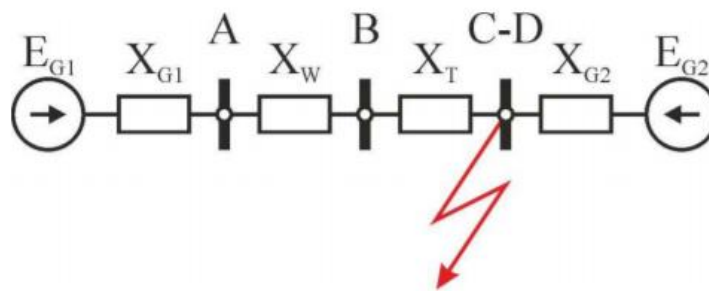


Рисунок 11 - Схема замещения

$$\text{Сопротивление системы: } X_g = \frac{U_{срг1}}{\sqrt{3} \times I_{кз\alpha}} = 12,023$$

$$\text{Сопротивление ВЛ 110 кВ : } X_w = 0,4 \times 30 = 12$$

$$\text{Коэффициент трансформации: } K_T = \frac{U_{срг}}{U_{срнн}} = 10,952$$

$$\text{ЭДС системы кВ: } E_{Г1нн} = \frac{E_{Г1}}{K_T} = 10,5$$

$$\text{Сопротивление системы НН: } X_{Г1нн} = \frac{X_g}{K_T^2} = 0,1$$

$$\text{Сопротивление системы ВЛ на НН: } X_{wнн} = \frac{X_w}{K_T^2} = 0,1$$

$$\text{Сопротивление трансформатора: } X_T = \frac{U_{срнн}^2 \times U_k}{100 \times S_{ТВН}} = 0,289$$

Трёхфазное КЗ на шинах НН ПС от системы:

$$I_{кзГ} = \frac{E_{Г1нн} \times 10^3}{\sqrt{3} \times (X_{Г1нн} + X_{wнн} + X_{Тнн})} = 1,2 \times 10^4$$

Количество генераторов – 8, следовательно:

$$\text{Полная мощность генератора: } S_{Г2} = 8 \frac{P_{Г2}}{0,8} = 40 \times 10^3$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

Сверхпереходное сопротивление генератора: $X_{Г2} = \frac{U_{Г2}^2 * 0,14}{40} = 0,386$

Номинальный ток генератора: $I_{Г2} = \frac{S_{Г2}}{\sqrt{3} * U_{Г2}} = 2,2 * 10^3$

Значение синуса генератора: $\sin=0,6$

ЭДС генератора $E_{Г2} = \sqrt{(U_{Г2}^2 * 0,8)^2 + (\sqrt{3} * X_{Г2} * I_{Г2} + U_{Г2} * 0,8)^2} = 1,296 * 10^4$

$$I_{кз2} = \frac{E_{Г2}}{\sqrt{3} * X_{Г2}} = 1,9 * 10^4$$

Суммарный ток в месте КЗ: $I_{кз} = I_{кз2} + I_{кзГ1} = 3,177 * 10^4$

8.2 Сравнение ручного расчета с расчетом в программе ТоКо

Расчет ТКЗ на компьютере в программе ТОКО:

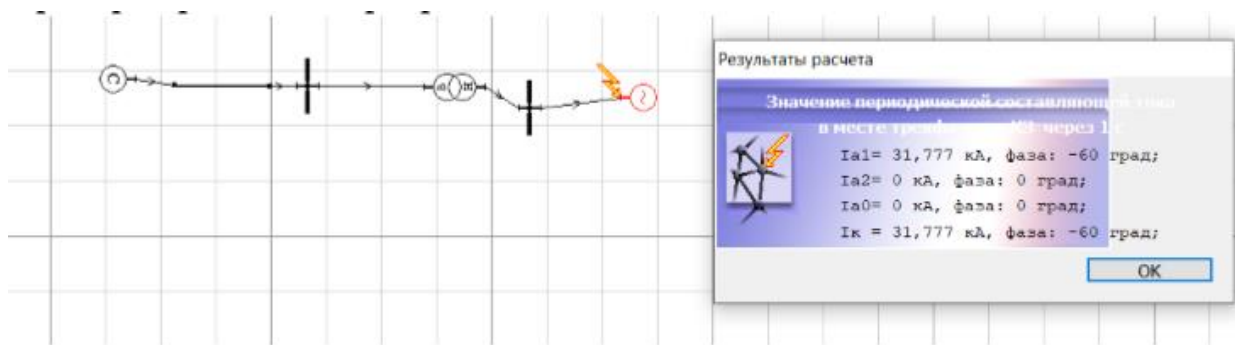


Рисунок 12- ТКЗ в программе ТОКО

Максимальный режим:

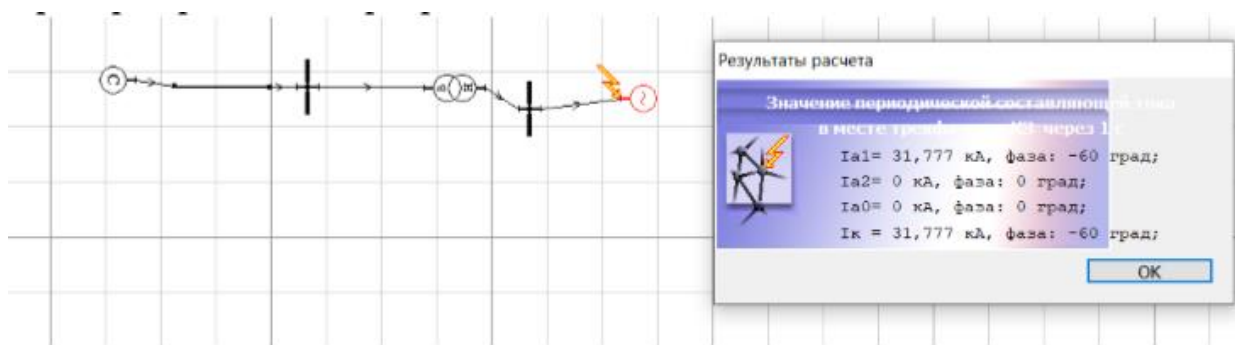


Рисунок 13- ТКЗ в программе ТОКО максимальный режим

Минимальный режим:

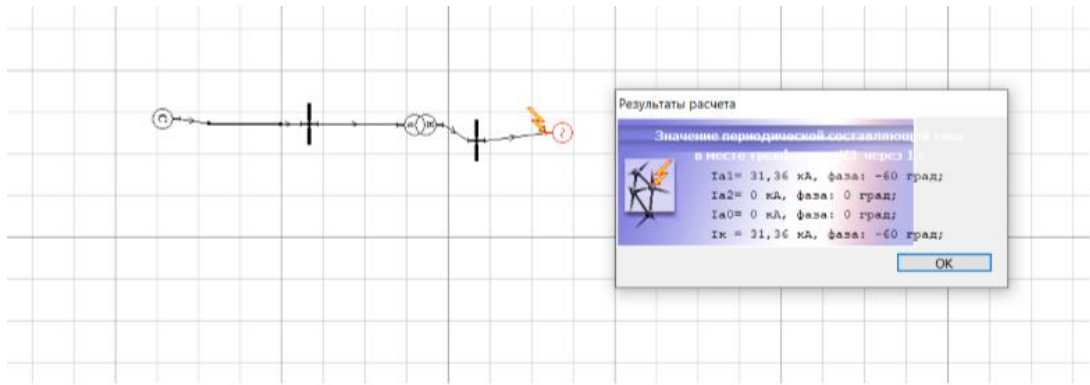


Рисунок 14- ТКЗ в программе ТОКО минимальный режим

8.3 Выбор сечения ВЛ

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

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{N_{\text{ВЛ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}} ; \quad (44)$$

где $S_{\text{ПС}}$ – суммарная нагрузка ПС, равная 43,969 МВА;

$N_{\text{ВЛ}}$ – количество питающих линий, для тупиковой подстанции равное 2.

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{43,969 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 115,3 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм.вл}}}{J_{\text{ЭК}}} ; \quad (45)$$

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

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 1000 до 3000 составляет 1 А/мм².

$$S = \frac{115,3}{1} = 115,3 \text{ мм}^2.$$

По таблице 3.5[18] принимаем ближайший сталеалюминевый провод марки АС сечением 120/19.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{K_{\text{П}} S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВЛ}}} ; \quad (46)$$

$$I_{\text{РАБ.МАКС.ВЛ}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 120 мм² выдержит ток А.

По условиям короны и радиопомех таблица 3.7 [18] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм².

Окончательно выбираем провод ВЛ – АС-120/19.

8.3.1 Расчет токов короткого замыкания в программе ТоКо:

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения ТКЗ и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) ПС и цеха. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Рассмотрим составление расчетной схемы для определения ТКЗ и выбор мест КЗ тупиковой двухтрансформаторной ПС. От шин НН отходит КЛ к цеху (рисунок 15).

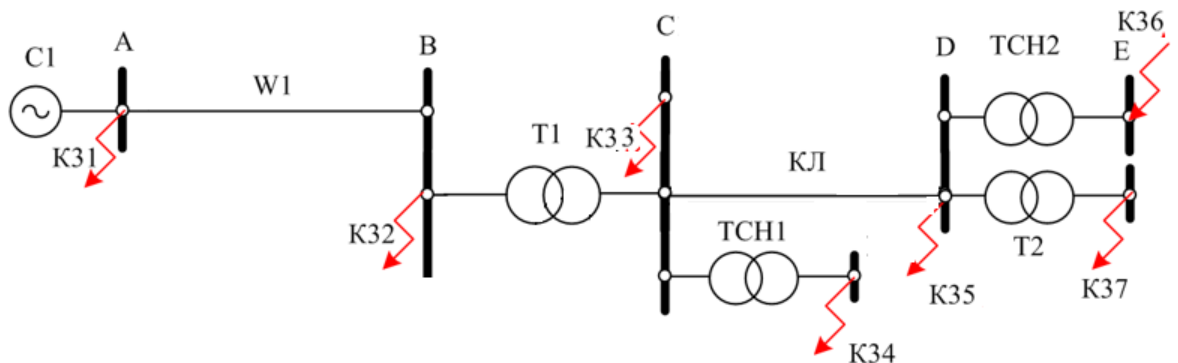


Рисунок 15 – Расчетная схема ТКЗ для тупиковой ПС.

В максимальном режиме учитывается подпитка места КЗ от системы G1. В точках К31–К32 кроме суммарного тока КЗ рассчитываются составляющие от каждой системы. При КЗ в точке К33 и К35 ток приводится еще и к высокой стороне трансформатора Т1. При наличии РПН на трансформаторе Т1 токи КЗ

в точках КЗ3 рассчитывается дважды при крайних положениях отпаек РПН, за итоговые выбираются максимальные значения. При КЗ в точке КЗ4,КЗ6,КЗ7 значения ТКЗ приводятся как к ступени НН, так и ВН ПС.

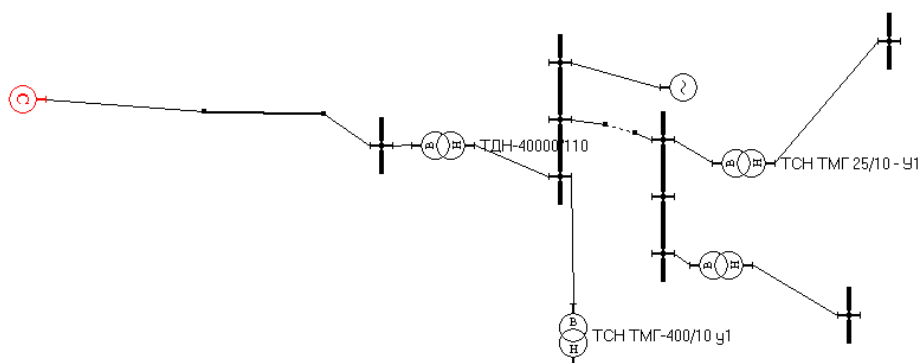


Рисунок 16 – Схема замещения максимального режима

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 16

Таблица 16 – Результаты расчета ТКЗ.

Место КЗ		I _{п.0} , кА	T _а , с	I _а , кА	I _у , кА	K _у
			G1	G1	G1	G1
КЗ-1		24,906	0,33	35,222	35,927	1,02
КЗ-2		4,527	0,033	6,402	6,53	1,02
КЗ-3	ВН	1,345	0,09	20,826	39,597	1,901
	НН	14,726				
КЗ-4	ВН	0,503	0,01	2,373	3,315	1,397
	НН	1,678				
КЗ-5	ВН	0,968	0,07	32,982	61,843	1,875
	НН	10,602				
КЗ-6	ВН	0,032	0,01	0,15	0,209	1,397
	НН	0,106				
КЗ-7	ВН	1	0,013	4,719	7,032	1,49
	НН	3,335				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Лист

54

В минимальном режиме учитывается подпитка места КЗ только от одной системы G1 и ставим её мощность минимальную для получения минимального значения ТКЗ. Для КЛ учитывается, что одна из цепей отключена (работа КЛ на $n - 1$ цепи). В минимальном режиме в каждой из точек ТКЗ рассчитывается для трехфазного КЗ и заносятся в таблицу. В дальнейших расчетах из токов трехфазного КЗ с помощью переводных коэффициентов могут быть получены токи двухфазного КЗ.

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 17

Таблица 17 – Данные расчета ТКЗ.

Место КЗ		I _{п.0} , кА	T _а , с	I _а , кА	I _у , кА	K _у
			G1	G1	G1	G1
КЗ-1		18,113	0	25,616	26,128	1,02
КЗ-2		4,238	0,033	5,993	6,113	1,02
КЗ-3	ВН	1,318	0,09	20,413	38,812	1,901
	НН	14,434				
КЗ-4	ВН	0,503	0,01	2,373	3,315	1,397
	НН	1,678				
КЗ-5	ВН	0,951	0,07	32,764	61,434	1,875
	НН	10,418				
КЗ-6	ВН	0,032	0,01	0,15	0,209	1,397
	НН	0,106				
КЗ-7	ВН	1	0,013	4,721	7,034	1,49
	НН	3,335				

В пункте 3,4 мы указали, что после расчетов ТКЗ будут окончательно выбраны предохранители. Таким образом, для ТСН-400/10 выбирается ПКТ-102 12,5 кА, а для ТСН-25/10 выбирается ПКТ-101-10-3,2-12,5

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС, РУ

9.1 Нормативные требования и указания по выбору выключателей

В данной работе необходимо выбрать выключатели, обеспечивающие следующие требования, которые указаны в [3] пункт 2.3.3.2 «коммутационная аппаратура»:

- выключатель не должен требоваться капитальный ремонт за весь срок службы;

- срок службы - не менее 30 лет, с гарантийным сроком эксплуатации – не менее 36 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами;- по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей (комбинированных модульных аппаратов) в сетях 110 кВ;

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

- вакуумные выключатели (в отдельных случаях - элегазовые) - в закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ.

Выше перечисленные пункты подтверждает НТП ПС в пунктах:

4.12 При выборе типов выключателей следует руководствоваться следующим в ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели,

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		56

которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;

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

Следуя указаниям по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ, стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС [19], необходимо рассчитать:

1. Для тупиковой ПС:
 - на стороне ВН, ВВ КРУ ПС по $S_{\text{ном.т}}$;
 - СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;
 - остальные присоединения КРУ ПС;
2. Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного КЗ $-I_{\text{к.п}}^{(3)}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима).
3. Ударный ток КЗ - $i_{\text{уд}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима) или $i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)}$, где ударный коэффициент выбирается по приложению 6 [16].
4. Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя.

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

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)}, \quad (47)$$

где T_A – постоянная времени затухания, по расчету в программе ТоКо или по приложению 6 [16];

$t = t_{\text{рз.мин}} + t_{\text{о.в.мин}}$ – сумма минимального значения времени срабатывания РЗ и минимального времени отключения выключателя.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		57

9.1.1 Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования ПС, РУ

$$I_{в\text{раб}} = 1,4 \frac{S_T}{\sqrt{3} * 110} = 0,294 \text{ кА}$$

$$I_{кп} = 4,06 \text{ кА}$$

$$I_y = \sqrt{2} * 1,8 * I_{кп} = 10,335 \text{ кА}$$

$$i_{a,t} = \sqrt{2} * I_{кп} * \frac{e^{-0,04}}{0,05} = 2,58 \text{ кА}$$

$$B_k = I_{кп}^2 * (1,055 + 0,05) = 18,214 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем выключатель ВЭБ-110 (Элегазовый) и разъединитель РПД

Выключатель на ПС РУ:

Сопоставление расчетных параметров с каталожными: ВЭБ-УЭТМ-110

Таблица 18- Каталожные параметры

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	294	И _{ном} , А	2500
И _{п.о.} , кА	4	-	40
i _{уд} , кА	10,335	I _{эл.дин.стойк} , кА	81
i _{a,t} , кА	2,58	-	14,1 кА
B _к , кА ² · с	18,214	I _{ТЕР} ² · t _{ТЕР} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

Выбор выключателя на НН:

$$I_{кпнн} = 14,434 \text{ кА}$$

$$I_{в\text{рабмакс}} = 1,4 \frac{S_T}{\sqrt{3} * 110} = 3,233 \text{ кА}$$

$$I_{унн} = \sqrt{2} * 1,85 * I_{кпнн} = 37,764 \text{ кА}$$

$$i_{a,tнн} = \sqrt{2} * I_{кп} * \frac{e^{-0,04}}{0,06} = 10,48 \text{ кА}$$

$$B_{кнн} = I_{кп}^2 * (3,05 + 0,06) = 647,939 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выключатель на НН ПС:

Сопоставление расчетных параметров с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-40/3150

Таблица 19 – каталожные параметры

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{раб.макс}, А$	1780	$I_{ном}, А$	3150
$I_{п.о.}, кА$	14,34	-	40
$i_{уд}, кА$	39,5	$I_{эл.дин.стойк}, кА$	81
$i_{a,t}, кА$	9,17	-	14,1 кА
$Вк, кА^2 \cdot с$	647	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 $кА^2 \cdot с$

А также выберем КРУ СЭЩ-59-3150 ХЛ1

9.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС РУ и цеха.

9.2.1 Нормативные требования

Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в [СТО 5694700729.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»] и аналогичны указаниям по выбору выключателей 110-220 кВ рассмотренным выше. Дополнительные требования, учитываемые при выборе КРУ (или фирмами-изготовителями, оборудование которых допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС») изложены в [СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»].

9.2.2 Определение рабочего максимального тока в месте установки выключателя

Для секционного выключателя НН ПС по суммарной мощности нагрузки ПС с одинаково загруженными секциями рабочий максимальный ток равен :

$$I_{\text{вработмакс}} = \frac{S_{\text{пс}}}{2\sqrt{3} * 10} = 1271,4 \text{ А}$$

Для выключателя КЛ к РУ(цеха) максимальный рабочий ток определяется по суммарной мощности нагрузки цеха:

$$I_{\text{вработмакс ц}} = \frac{S_{\text{ц}}}{\sqrt{3} * 10} = 635,7 \text{ А}$$

9.2.3 Определение периодической составляющей ТКЗ

В программе ТоКо в максимальном режиме закортим шины НН ПС и найдем периодическую составляющую. Результат представлен в таблице.

$I_{\text{к. п. нн}} = 14,434 \text{ кА}$ Для вводных выключателей НН ПС

$I_{\text{к. п. ру}} = 3,338 \text{ кА}$ Для выключателей РУ цеха

9.2.4 Определение ударного тока трехфазного КЗ

Ударный ток КЗ по таблице составляет:

$I_{\text{у}} = 39,597 \text{ кА}$ – Для вводных выключателей НН ПС

$I_{\text{у}} = 7,032 \text{ кА}$ – Для выключателей РУ цеха

9.2.5 Определение апериодической составляющей ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя

Для секционного выключателя НН ПС :

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		60

$$i_{at} = \sqrt{2} * 14,434 * \frac{e^{-0,04}}{0,05} = 9,17 \text{кА}$$

Для выключателя РУ (цеха):

$$i_{at} = \sqrt{2} * 3,338 * \frac{e^{-0,04}}{0,05} = 2,12 \text{кА}$$

9.2.6 Расчет термического воздействия ТКЗ

Для секционного выключателя НН ПС :

$$Vk = 14,434^2 * (1,055 + 0,05) = 647 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для выключателя РУ (цеха):

$$Vk = 3,338^2 * (1,055 + 0,05) = 34 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выключатель на НН ПС:

Сопоставление расчетных параметров с каталожными: ВВУ-СЭЩ-П-10-40/3150

Таблица 20 – Каталожные данные

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	1780	И _{ном} , А	3150
И _{п.о.} , кА	14,34	-	40
i _{уд} , кА	39,5	I _{эл.дин.стойк} , кА	81
i _{а.т} , кА	9,17	-	14,1 кА
V _к , кА ² · с	647	I _{ТЕР} ² · t _{ТЕР} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

Выключатель на РУ(цеха):

Сопоставление расчетных параметров с каталожными: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1600

Таблица 21 – Каталожные данные

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	890	И _{ном} , А	1600
И _{п.о.} , кА	3,38	-	20
i _{уд} , кА	7	I _{эл.дин.стойк} , кА	81
i _{а.т} , кА	2,12	-	14,1 кА
Вк, кА ² · с	34	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

9.2.7 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

Ранее в проекте был выбран кабель АПВБП 3х185/25-10, необходимо проверить его по термической стойкости, если ТКЗ в начале КЛ составляет $I_{к.п}^{(3)} = 10,418$ кА; а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3,05$ с.

По каталожным данным [9] фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 185 мм² составляет $I_{доп(1)} = 17,5$ кА.

Так как расчетная продолжительность КЗ отличается от каталожной, по рекомендации фирмы используем поправочный коэффициент:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{откл}}} = \frac{1}{\sqrt{3,05}} = 0,573. \quad (48)$$

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} \cdot k = 17,5 \cdot 0,573 = 10,03 \text{ кА.}$$

10 ПЕРВЫЙ ЭТАП ПРОЕКТА СИСТЕМА РЗА ЭНЕРГООБЪЕКТА

10.1 Общие нормативные требования

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [3]:

Надежная работа РЗА обеспечивает:

- сохранение устойчивой работы энергосистемы;
- снижение ущерба при повреждении оборудования;
- снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется:

- техническими средствами;
- идеологией построения;
- системой эксплуатации.

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

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микро-процессорные устройства;
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		63

- снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.
- выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;
- повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

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

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

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

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

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

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

- регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю в сети 6-35 кВ.

Дальнейшее развитие системы РЗА п.2.3.9.4

- внедрение высоковольтных цифровых трансформаторов тока и напряжения;
- внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
- внедрение устройства РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 0, регламентирующий протоколы цифрового обмена данными между устройствами различного назначения и разных изготовителей;
- внедрение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА;
- создание «цифровых подстанций», позволяющих получить ряд преимуществ.

Согласно пункту 2.2 КРРЗА [21]:

- требования к современным МП устройствам РЗА;
- применение МП устройств РЗА преимущественно российского производства;
- блочно-модульное исполнение устройств РЗА;
- строение средства самодиагностики;
- набор элементов свободно-программируемой логики;
- оптические и электрические цифровые интерфейсы связи с АРМ и АСУ ТП;
- интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколам;
- возможность дистанционного изменения уставок и конфигурации устройства РЗА;
- оптимальная интеграция функций в одном устройстве;

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

- совмещение функций РЗ и противоаварийной автоматики в одном устройстве допустимо только при соответствующем обосновании
- срок службы, гарантируемый изготовителем, должен составлять не менее 20 лет;
- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

По пункту 9.1 НТП ПС [4]:

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

Отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимально возможным временем [при котором обеспечивается селективность] для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений.

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

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

Если дальнейшее резервирование не обеспечивается [по чувствительности] должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования.

Все устройства РЗА должны быть интегрированы в АСУ ТП.

10.2 Выбор элементной базы РЗА

Выбор элементной базы устройств РЗА зависит от требований заказчика и надзорных органов, с которыми осуществляется согласование проекта. В данном курсовом проекте, а также в ВКР учитываются вышеизложенные требования ОАО «ФСК ЕЭС». В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		66

Основными направлениями технической политики [3] ОАО «ФСК ЕЭС» при организации закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРО), работ и услуг:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований к закупаемым МТРО для привлечения предложений с новыми техническими решениями;
- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРО;
- выстраивание партнёрских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения современной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРО;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРО и услуг при оптимальной стоимости;
- разработка и выдача преференций при проведении открытых конкурсных процедур производителями, предлагающими оборудование и материалы, произведенные на территории РФ;
- организация приобретения больших партий МТРО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		67

11 ВЫБОР ВИДОВ РЗА

11.1 Кабельная линия 10 кВ

11.1.1 Требования к РЗА КЛ

В начале рассмотрим общие требования к РЗА линий 6..10 кВ из ПУЭ.

В соответствии с пунктом 3.2.91 на линиях 3..10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю.

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

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются трехрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе».

Согласно пункту 3.2.93 ПУЭ [1]:

На одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО) [мгновенной], а вторая — в виде МТЗ с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ содержат не менее трехступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой:

1 ступень — ТО;

2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);

3 ступень — МТЗ.

Так как в современных УРЗА сетей 6-35 кВ заложена возможность выбора вида МТЗ — с зависимой или независимой выдержкой времени, то для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии целесообразно выбрать МТЗ с зависимой выдержкой времени.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		68

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

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

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, ранее выбранного при проектировании.

Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ, входящие в любое современное УРЗА сетей 6-35 кВ.

Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые ни направленные защиты от ОЗЗ принципиально не пригодны, так как емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме работы нейтрали для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микропроцессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТТНП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех присоединений в начальный момент ОЗЗ устройство выявляет поврежденное присоединение (по наибольшему значению измеренных токов всех присоединений).

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) на КЛ 10 кВ в соответствии с ПУЭ [п. 3.3.2] не предусматривается.

В соответствии с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] на отходящих линиях РУ 6-35кВ предусматривается установка дуговой защиты (отдельная

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		69

дополнительная защита ячеек КРУ 6-10 кВ, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ— устройства резервирования отказа выключателей.

Таблица 22 – Защиты кабельной линии

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

11.1.2 Выбор типоразмера

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А01ХХ

Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗОЗЗ, ЗНР, ЗДЗ, УРОВ, двукратного АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР с ЧАПВ и ПАА.

В зависимости от исполнения терминалы могут выполнять функции ИО направления мощности МТЗ, ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению, ЗМН, ИО направления мощности нулевой последовательности, ИО напряжения обратной последовательности, реализуемые при наличии в терминале аналоговых входных цепей напряжения.

11.1.3 Расчет параметров (уставок)

К секции шин НН ПС подключена КЛ 10 кВ 3×АПВБП 3×185/25-10 питающая РУ цеха с нагрузкой: - 8 трансформатора 1 МВА; - 4 ЭД 0,630 МВт. РУ

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

цеха выполнено по схеме с одиночной несекционированной системной шин с одним рабочим и одним резервным вводами.

Значения ТКЗ, приведенного к стороне 10 кВ сведены в таблицу:

Таблица 23 - Значения ТКЗ

Режим	I(3)К1-4, кА			
	На шинах НН ПС	На шинах РУ цеха	За Т 10/04, кВ цеха	За ТСН 10/0,4 кВ цеха
	К1	К2	К3	К4
Макс.	14,726	10,602	1,047	0,106
Мин.	14,434	10,418	3,338	0,106

Исходные данные для расчета:

- режим работы нейтрали - изолированная;
- суммарный емкостной ток - 11,7 А
- собственный емкостной ток
- 6,5 А;
- номинальный ток силового трансформатора 10/0,4 кВ цеха - 57,7 А;
- схема соединения обмоток силового трансформатора 10/0,4 кВ цеха - Д/У;
- номинальный ток ЭД цеха - 267 А;
- коэффициент пуска ЭД - 5,7;
- пусковой ток ЭД цеха - 1520 А;
- полная мощность ЭД цеха - 11 МВА;
- ИТО.Д = 2300 А - ток срабатывания токовой отсечки ЭД цеха;
- ИТО.Т = 1100 А - ток срабатывания токовой отсечки трансформатора цеха;
- в самозапуске участвует один из ЭД цеха;
- ТСН цеха - ТМГ-25/10-У1;
- предохранитель ТСН цеха - ПКТ-101-10-3,2-12,5;
- выдержка времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ цеха - 0,6 с.

Рассчитать уставки следующих видов РЗА:

- токовая отсечка;
- токовая отсечка с выдержкой времени;
- максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени;
- направленная защита от ОЗЗ с действием на сигнал;
- УРОВ.

11.1.4 Токовая отсечка

Ток срабатывания ТО КЛ выбирается по двум условиям.

Первое условие:

$$I_{\text{то. кл}} \geq K_n \cdot I_{\text{к2. макс}} = 1,15 \cdot 10,6 = 12,19 \text{ кА}$$

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

11.1.5 Токовая отсечка с выдержкой времени.

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается (по 1 условию) от максимального тока срабатывания мгновенных ТО предыдущих элементов, т.е ТО трансформатора 10/0,4 кВ и ЭД цеха:

$$I_{\text{товв. кл}} \geq k_n \cdot \max(I_{\text{тод}}; I_{\text{тот}}) = 1,1 \cdot \max(2300; 1100) = 2500 \quad (49)$$

k_n - коэффициент надежности согласования = 1,1

Ток срабатывания ТОВВ отстраивается (по 2 условию) от максимально-допустимого пускового тока. В рассматриваемом случае ЭД запускаются поочередно, следовательно:

$$I_{\text{товв. кл}} \geq k_n \cdot (\Sigma I_{\text{д. пуск}} + \Sigma I_{\text{д. ном}} + \Sigma I_{\text{т. ном}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1520) + (1 \cdot 267) + (8 \cdot 57,7) = 2248 \text{ А.} \quad (50)$$

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

$$I_{\text{к2 мин}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к. мин}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,4 = 9000 \text{ А.} \quad (51)$$

$$k_{\text{ч. тоvv. кл}} = \frac{I_{\text{к2. мин}}}{I_{\text{товв. кл}}} \cdot \text{кот. ч. сх} = \frac{9000}{2248} \cdot 1 = 4 \quad (52)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

где $k(2)_{OT.Ч.СХ} = 1$ - коэффициент чувствительности схемы соединения ТТ и ИО тока неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе к двухфазным КЗ. Коэффициент чувствительности больше нормативного, т. е. в рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке. Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{TOBB. кл. вт} = \frac{I_{TOBB. кл}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{2248 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 15 \text{ А.} \quad (53)$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-2 [РЭ]: (от 0,2 до 40) I2.НОМ.ТТ = от 1 до 200 А вторичного тока.

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО ЭД и Т цеха. Так как в терминалах серии БЭ2502 возможна установки выдержки времени равно нулю, то время действия ТО ЭД и Т цеха определяется собственным временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с (по РЭ), следовательно:

$$t_{товв. кл. (1)} = t_{ио} + \Delta t = 0,04 + \Delta t(1). \quad (54)$$

Кроме того, (2 условие) должна быть обеспечена селективность при КЗ на шинах цеха и срабатывании ЛЗШ, т. е.

$$t_{товв. кл. (12)} = t_{лзш} + \Delta t = 0,1 + \Delta t(2). \quad (55)$$

где $t_{лзш}$ - выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя, по [4] составляет 0,1 с. Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для 2 условия:

$$\Delta t(2) = t_{отк. вв} + 2 \cdot t_{погреш. ов} + t_{возвр. иот} + t_{зап} = 0,05 + 2 \cdot 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,25 \text{ с} \quad (56)$$

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{товв. кл.} = t_{лзш} + \Delta t(2) = 0,1 + 0,25 = 0,35 \text{ с} \quad (57)$$

Таблица уставок ТОВВ КЛ, выполненной на ступени МТЗ-2:

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						73
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 24 – уставки ТОВВ КЛ

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-2	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Контр. Напр. 2ст	Не предусмотрен	Контроль направленности МТЗ-2 не предусмотрен
Пуск по U2 ст.	Не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
УСК. МТЗ-2	Не предусмотрено	Ускорение МТЗ-2 не предусмотрено
Иср МТЗ-2	17 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср МТЗ-2	0,35 с	Время срабатывания МТЗ-1

11.1.6 МТЗ

Так как ТОВВ по расчету является основной защитой КЛ, то в данном случае МТЗ выполняет функцию дальнего резервирования. В связи с этим, целесообразно выдержку времени сделать независимой (достоинство МТЗ с зависимой выдержкой времени - быстрее действует при КЗ в основной зоне действия (на своём объекте), но недостаток - бóльшие выдержки времени при КЗ в зонах резервирования). Однако, в методических целях рассмотрим выбор параметров МТЗ с зависимой выдержкой времени. Предусмотрим функцию автоматического ускорения (снижения выдержки времени) МТЗ при любых включения выключателя.

Ток срабатывания МТЗ КЛ выбирается по двум условиям.

$$I_{\text{МТЗ. кл}}(1) \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб. макс. кл}}, \quad (58)$$

где $k_H = 1,1$ - коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле по [3]; $k_B = 0,94$ - коэффициент возврата ИО по току по [РЭ]; k_{C3} - коэффициент самозапуска нагрузки, подлежит расчету (для КЛ к РУ цеха) или задан в исходных данных (для КЛ к РП). Коэффициент самозапуска для КЛ к РУ цеха в данном курсовом проекте может быть определен как:

$$k_{C3} = \frac{S_{C3}}{I_{\text{сраб. макс. кл}}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot N_{C3} \cdot S_{\text{д. ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т. ном}}}{N_{\text{д}} \cdot S_{\text{д. ном}} + N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т. ном}}} = \frac{5,3 \cdot 1 \cdot 11 + 8}{2 \cdot 11 + 8} = 2,2 \quad (59)$$

где N_{C3} - количество ЭД участвующих в самозапуске.

$$I_{\text{МТЗ. кл(1)}} \geq \frac{k_H \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{сраб. макс. кл}} = \frac{1,1 \cdot 2,2}{0,94} \cdot 650 = 1673 \text{ А} \quad (60)$$

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

2.

$$I_{\text{МТЗ. кл(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ. вв}} = 1,1 \cdot 1637 = 1840 \text{ А} \quad (61)$$

где $k_{\text{НС}} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования, по [3]; $I_{\text{МТЗ.ВВ}}$ - ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранный по первому условию. Оценим чувствительность МТЗ КЛ. Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах РУ цеха:

$$k_{\text{ч. МТЗ. кл. озд}} \geq \frac{I_{\text{к2мин}}}{I_{\text{МТЗ. кл}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}} = \frac{5700}{1840} \cdot 1 = 3 \quad (62)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5), пуск по напряжению не требуется.

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

$$k_{\text{ч. МТЗ. кл. зр}} \geq \frac{I_{\text{кзмин}}}{I_{\text{МТЗ. кл}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}} \frac{D}{y} = \frac{920}{2100} \cdot 1 = 0,4 \quad (63)$$

Много меньше нормативного - 1,2. Зона действия на сторону НН трансформатора 10/0,4 цеха не распространяется. Столь кардинально увеличить чувствительность МТЗ КЛ невозможно. Изменение схемы, с неполной звезды с

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		75

доп. реле на полную ничего не даст, коэффициент относительной чувствительность останется прежним, пуск по напряжению предназначен для повышения чувствительности в ОЗД. Другой вид защиты - дистанционная защита хотя и технически возможна, у ООО НПП «ЭКРА» есть типоразмер терминала БЭ2502А10ХХ с функцией ДЗ, существенно дороже и применяется в тех случаях, когда даже МТЗ с пуском по напряжению не обеспечивают нормативной чувствительности в ОЗД. Кроме того, в виду значительной рабочей нагрузки питающей цех линии и значительного сопротивления трансформатора 10/0,4 и чувствительность 3 (резервной) ступени ДЗ может оказаться недостаточной.

Повышение надежности защиты трансформатора 10/0,4 цеха обеспечивается установкой газовой (или от датчика давления) защиты, автоматическими выключателями стороны 0,4 кВ, УРОВ, МТЗ вводного выключателя цеха. Кроме того, дальнейшее резервирование МТЗ КЛ при повреждении на выводах и обмотке ВН трансформатора 10/0,4 кВ будет обеспечено. Выбор выдержки времени МТЗ. Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН цеха. Определим время срабатывания предохранителя tПКТ при двухфазном ТКЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме работы системы. Так как ГОСТ 2213-79 [п. 3.6.11] допускает 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей выше 1 кВ, уменьшим расчетный ток на 20%:

$$I_{кз. расч} = 0,8 \cdot I_{к2. мин} = 0,8 \cdot 5700 = 4600 \text{ А}$$

По каталогу на ранее выбранные предохранители ТСН или из «Расчетов» Шабада по время-токовым характеристикам определяется tПКТ для определенного расчетного тока. Для расчетного тока $I_{кз.РАСЧ} = 4600 \text{ А}$ время срабатывания предохранителя ПКТ-1013,2-12,5 составит $t_{ПКТ} < 0,01 \text{ с}$. В дальнейших расчетах наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха. Выдержка времени МТЗ ВВ РУ цеха выполняет функцию резервной защиты, следовательно не

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		76

зависит от тока. По величине выдержка времени ВВ отстроена от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ. ВВ}} = t_{\text{МТЗ. Т}} + \Delta t = 0,6 + 0,25 = 0,85 \text{ с} \quad (64)$$

где Δt - ступень селективности, если УРЗА ВВ и Т цеха выполнены на БЭ2502, а выключатели выбраны типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10, то $\Delta t = 0,25$ с. Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К2:

$$t_{\text{МТЗ. КЛ}} = t_{\text{МТЗ. ВВ}} + \Delta t = 0,85 + 0,25 = 1,1 \text{ с} \quad (65)$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ. КЛ. К2}} = \frac{I_{\text{К2. макс}}}{I_{\text{МТЗ. КЛ}}} = \frac{10,4}{2100} \cdot 1 = 4,95 \quad (66)$$

По данным РЭ при использовании МТЗ с зависимой выдержкой времени погрешность органа времени существенно выше (до 13% при кратности тока от 2 до 5), что увеличивает погрешность (вместо 0,025 с будет $t_{\text{МТЗ.КЛ}} \cdot 13\%$). Попробовав несколько вариантов, выберем $t_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,24$ с, что даст погрешность $1,24 \cdot 13\% = 0,1612$ с, следовательно ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ КЛ нужно увеличить на $0,1612 - 0,025$ (погрешность органа времени МТЗ КЛ используемая ранее) = $0,1362$ с. Ступень селективности составит: $0,25 + 0,1362 = 0,3862$ с. Таким образом расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с зависимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К2 будет:

$$t_{\text{МТЗ. КЛ}} = t_{\text{МТЗ. ВВ}} + \Delta t_{\text{утонен}} = 0,85 + 0,3862 = 1,2362 \text{ с, округлим до } 1,24 \text{ с.} \quad (67)$$

УРЗА БЭ2502А0103 оснащено (РЭ) тремя типами зависимой время-токовой характеристики: - нормально инверсной; - сильно инверсной; - чрезвычайно инверсной.

Если МТЗ применяется в качестве основной защиты ЛЭП, то назначение зависимой характеристики - максимально снизить выдержку времени МТЗ при КЗ в начале линии, наибольший эффект уменьшения времени срабатывания при увеличении тока из трех доступных характеристик обеспечит чрезвычайно

инверсная. По РЭ время срабатывания УРЗА БЭ2502А0103 настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику определяется формулой:

$$t_{вс} = \frac{k \cdot 80}{(K_{мтз. кл})^2 - 1} \text{ с} \quad (68)$$

где k - временной коэффициент, т. е. уставка по времени. Определим уставку, обеспечивающую расчетную выдержку времени $t_{мтз.кл}$ при кратности $K_{мтз.кл.к2}$:

$$k_{расч} = \frac{t_{мтз. кл}}{80} \cdot (K_{мтз. кл. к2}^2 - 1) = \frac{1,24}{80} (3,6^2 - 1) = 0,18 \text{ с.} \quad (69)$$

Временной коэффициент входит в допустимый (РЭ) диапазон 0,1 - 2. Так как шаг изменения 0,1, то округляем уставку $k_{УСТ} = 0,2 \text{ с}$.

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

$$t_{мтз. кл. к2} = \frac{k_{уст} \cdot 80}{(K_{мтз. кл})^2 - 1} = \frac{0,2 \cdot 80}{(3,6)^2 - 1} = 1,37 \text{ с,} \quad (70)$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

$$K_{мтз. кл. к1} = \frac{I_{к1макс}}{I_{мтз. кл}} = \frac{8400}{2100} = 4, \quad (71)$$

$$t_{мтз. кл. к1} = \frac{k_{уст} \cdot 80}{(K_{мтз. кл. к1})^2 - 1} = \frac{0,2 \cdot 80}{(4)^2 - 1} = 1,07 \text{ с,} \quad (72)$$

Для наглядности попробуем использовать прочие типы временных характеристик УРЗА:

Таблица 25 – Типы временных характеристик

Вид характеристики	$k_{РАСЧ}$, с	$k_{УСТ}$, с	$t_{МТЗ.КЛ.К2}$, с	$t_{МТЗ.КЛ.К1}$, с
Н И	0,23	0,3	1,63	1,50
С И	0,24	0,3	1,58	1,35
Ч И	0,18	0,2	1,37	1,07

Сравнение характеристик наглядно демонстрирует оптимальный выбор чрезвычайно инверсной зависимости. Стоит отметить, что в УРЗА БЭ2502А0103 шаг изменения уставки k (0,1) приводит к неоправданному

завышению выдержек времени. Для сравнения приведем расчеты, если шаг изменения уставки k был бы (0,01):

Таблица 26 – Типы временных характеристик

Вид характеристики	$k_{РАСЧ}$, с	$k_{УСТ}$, с	$t_{МТЗ.КЛ.К2}$, с	$t_{МТЗ.КЛ.К1}$, с
Н И	0,228	0,23	1,25	1,15
С И	0,235	0,24	1,26	1,08
Ч И	0,181	0,19	1,3	1,02

Теперь преимущество Ч И характеристики не столь очевидно (не повезло с округлением) при КЗ ближе к концу линии С И и Н И срабатывают быстрее. Можно отдать предпочтение С И характеристике.

Особенностью работы МТЗ УРЗА БЭ2502А0103 с зависимой характеристикой выдержки времени, является то, что ток срабатывания МТЗ (в РЭ он обозначен, как ПУСК ЗХ МТЗ задается в о. е. (в диапазоне 1,1 - 1,3) от некоторого базисного тока $I_{Б.ЗХ.МТЗ}$, который задается в вторичных амперах (в диапазоне 0,08 - 2,5 от $I_{2.НОМ.ТТ}$), т. е. от 0,4 до 12,5 А. Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.КЛ.ВТ} = \frac{I_{МТЗ.КЛ}}{nt} \cdot k_{СХ} = \frac{2100 \cdot 5}{750} = 14 \text{ А.} \quad (73)$$

Если задать уставку $I_{Б.ЗХ.МТЗ}$ равной 12,5 А (максимальное значение), то уставка ПУСК ЗХ МТЗ должна составлять:

$$I_{Пуск.ЗХМТЗ} = \frac{I_{МТЗ.КЛ.ВТ}}{I_{Б.ЗХМТЗ}} = \frac{14}{12,5} = 1,12. \quad (74)$$

Таблица уставок МТЗ КЛ с ЗХ, выполненной на ступени МТЗ-3:

Таблица 27 – уставки МТЗ кл с ЗХ

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-3	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-3
Контр. напр. 3 ст	не предусмотрен	Контроль направленности МТЗ-3 не предусмотрен
Пуск по U 3 ст.	не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-3 не предусмотрен
Реж. 3 ст. МТЗ-3	не предусмотрен	МТЗ-3 действует на отключение
Уск. МТЗ-3	предусмотрено	Ускорение МТЗ-3 предусмотрено
Выбор характ-ки	чрезвычайно инверсная	МТЗ-3 с Ч И характеристикой
Ипуск ЗХ МТЗ-3	1,12 о. е.	Относительный ток пуска МТЗ-3 с ЗХ
Іб ЗХ МТЗ-3	0,2	Уставка по времени МТЗ-3 с ЗХ

11.1.7 Ускорение МТЗ

Ускорение МТЗ автоматически снижает выдержку времени 2 и/или 3 ступени МТЗ при включении выключателя. Применяется для ускорения отключения повреждений при включении КЛ на КЗ.

С помощью программных переключателей и элементов выдержки времени можно изменить логику работы ускорения МТЗ: - ХВ13 - ускорение МТЗ-2; - ХВ14 - ускорение МТЗ-3; - ХВ15 - включение функции ускорения МТЗ; - DT4 - время срабатывания МТЗ с ускорением; - DT5 - время ввода ускорения. Чтобы избежать ложного срабатывания вследствие протекания больших

переходных токов при включении и по условию отстройки от разновременности включения фаз выключателя рекомендуется (МУ по выбору параметров срабатывания УРЗА ОАО «ФСК ЕЭС») для ускоряемой ступени устанавливать временную задержку:

$$t_{\text{ср. уск}} = t_{\text{в. разн}} + t_{\text{с}} = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1. \quad (75)$$

где $t_{\text{в.РАЗН}}$ - время разновременности включения фаз выключателя, по данным [6], не более 1,7 мс;

$t_{\text{с}} = 0,1$ время запаса.

Время ввода ускорения из опыта эксплуатации (МУ по выбору параметров срабатывания УРЗА ОАО «ФСК ЕЭС») принимается 1,0 с. Таблица уставок блока ускорения МТЗ КЛ

Таблица 28 – уставки блока ускорения МТЗ КЛ

Уставка	Значение	Описание
Ускорение	Работа	Ускорение МТЗ-2 и/или МТЗ-3 задействовано
Тср уск.	0,1 с	Время срабатывания МТЗ-2 и/или МТЗ-3 с ускорением
Тввода уск.	1 с	Время ввода ускорения

11.1.8 Направленная защита от ОЗЗ.

С помощью программных переключателей можно изменить логику работы ЗОЗЗ: - ХВ18 - работа только по напряжению (неселективная сигнализация); - ХВ19 - работа ЗОЗЗ-1 на сигнал или на отключение; - ХВ20 - направленная ЗОЗЗ-1; - ХВ21 - токовая ЗОЗЗ-1; - ХВ22 - направленная ЗОЗЗ-2; - ХВ23 - работа ЗОЗЗ-2; - ХВ24 - работа ЗОЗЗ-2 на сигнал или на отключение. Направленная ЗОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока КЛ. Поэтому первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{3033. \text{ кл}} = \frac{I_{c\Sigma} - I_{c. \text{ кл}}}{k_{\text{ч. норм}}} = \frac{13,8 - 6,9}{2} = 3,45. \quad (76)$$

где $I_{c\Sigma}$ - суммарный емкостной ток; $I_{c. \text{ кл}}$ - собственный емкостной ток КЛ; $k_{\text{ч. норм}}$ - нормативный коэффициент чувствительности.

Для установки на ввода цепей КЛ в ячейке КРУ выбраны ТТНП - ТЗЛМ-1 для кабелей диаметром до 70 мм, по «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2016». Для кабеля АПвП 3 □ 185/25-10 наружный диаметр 67,1 мм, по данным завода-изготовителя. Номинальный ток входа для нулевой последовательности $I_{30НОМ}$ типоразмера БЭ2502А0103-27Е2 УХЛ3.1 составляет $I_{30НОМ} = 1 \text{ А}$.

Вторичный ток срабатывания ЗОЗЗ:

$$I_{3033. \text{ кл. вт}} = \frac{I_{3033. \text{ кл}}}{n0t} = \frac{3,45}{25} = 0,14 \text{ А}. \quad (77)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗОЗЗ входит в допустимый диапазон уставок по току I_{10} от 0,01 до 2 А. Время срабатывания ЗОЗЗ определяется условиями эксплуатации и по рекомендации МУ ФСК задается в пределах 10 - 20 с.

Таблица 29 – Уставки

Уставка	Значение	Описание
Работа по U_0	не предусмотрено	Работа ЗОЗЗ-1 только по напряжению U_0 не предусмотрена
Работа по I_0	не предусмотрено	Работа ЗОЗЗ-1 только по току I_0 не предусмотрена
Работа по I_0, S_0	предусмотрено	Работа ЗОЗЗ-1 по току I_0 и направлению мощности S_0 предусмотрена
Реж. ЗОЗЗ-1	не сигнал	ЗОЗЗ-1 действует только на сигнализацию
Иср. ЗОЗЗ-1	0,14 А, вторичных	Ток срабатывания ЗОЗЗ-
Тср. ЗОЗЗ-1	15 с	Время срабатывания ЗОЗЗ-1

Таблица 30 – уставки РНМ НП для ОЗЗ

Уставка	Значение	Описание
Иср. РНМ	0,14 А, вторичных	Ток срабатывания РНМ
Уср. РНМ	0,1 В, вторичных	Минимальное допустимое значение
Угол МЧ	-90°	См. рис.

11.1.9 УРОВ

С помощью программных переключателей можно изменить логику работы двухступенчатого УРОВ: - ХВ29 - контроль РПО не предусмотрен, т. к. по НТП ПС [п. 9.11.2] УРОВ реализуется с контролем тока; - ХВ30 - действие внешнего отключения на УРОВ не предусмотрено, так как отсутствует необходимость в дополнительной команде внешнего отключения; - ХВ31 - контроль по току при действии УРОВ «на себя» не предусмотрен, т. к. по НТП ПС [п. 9.11.2] первая ступень УРОВ (на отключение своего выключателя) должна действовать без контроля тока; - ХВ32 - активация функции УРОВ - работа; - ХВ33 - действие внешнего УРОВ на отключение выключателей смежных присоединений (ВВ и СВ) - предусмотрено.

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб. макс. кл} = 0,05 \cdot 650 = 32,4 \text{ А} .$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{уров(2)} = \frac{I_{уров}}{nt} = \frac{32,4 \cdot 5}{750} = 0,22 \text{ А} . \quad (78)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,35 до 10 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{уров(2)факт} = 0,35 \text{ А}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. в.}} + t_{\text{возв. уров}} + t_{\text{погреш. уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,23 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения по РЭ выключателя ВВУСЭЩ-ПЗ-10-20/1000; $t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} = 0,05 \text{ с}$ - время возврата реле тока УРОВ (по РЭ); $t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} = 0,025 \text{ с}$ - погрешность реле времени УРОВ (по РЭ); $t_{\text{ЗАП}}$ - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Таблица 31 – уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Контроль РПВ	не предусмотрен	УРОВ не контролирует положение выключателя по блок-контактам
ВО на УРОВ	не предусмотрено	Внешнее отключение не задействовано в схеме
Кон. тока УРОВ	не предусмотрен	Контроль по току при действии УРОВ на себя не предусмотрен
ВнУРОВВышВыкл	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
Иср УРОВ	0,35 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,23 с	Время срабатывания УРОВ

11.2 Электродвигатель 10 Кв

11.2.1 Нормативные требования

Согласно пункту 5.3.48 [1] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

По пункту 5.3.46 [1] для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных:

Таблица 32 – Мощность ЭД

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

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По пункту 5.3.40 [1] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

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

При числе ЭД больше чем один на секцию по ПУЭ [п. 5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН) отключающую часть (примерно половину) подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском [включением] (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствие с требованиями пункта 9.14.4 [3] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 33 – Защиты электродвигателя

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

11.2.2 Выбор типоразмера

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А0701

Данные терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляют функции трехступенчатой направленной МТЗ от междуфазных повреждений с пуском по напряжению, ЗОЗЗ, защиты от перегрева, защиты от затянутого пуска, защиты синхронного двигателя от асинхронного хода, защиты от блокировки ротора, ограничения количества пусков, минимальной токовой защиты от потери нагрузки, защиты от обратной мощности, ЗДЗ, ЗМН, ЗНР, УРОВ, АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР и ПАА.

Для защиты, автоматики, управления и сигнализации 2-скоростного электродвигателя предназначены специальные исполнения терминалов.

11.2.3 Расчет уставок РЗА электродвигателей 10 кВ

К каждому РУ цеха подключено 4 ЭД со следующими параметрами: $P_{д.ном} = 630$ кВт, $U_{д.ном} = 10$ кВ, $\cos \varphi = 0,88$, $\eta = 95,7 \%$, $K_{п} = 5,3$, $t_{п} = 10$ с., $I_{\Sigma} = 7$ А (при отключенном СВ, от КЛ одной секции), $I_{(3)к.макс} = 23,322$ кА, $I_{(3)к.мин} = 23,168$ кА. ЭД соединен с ячейкой КРУ короткой (ЛКЛ = 50 м) КЛ - АПВП 3х185/16-10.

1) Токовая отсечка

ТО реализуется на первой (грубой) ступени МТЗ - МТЗ-1 ($I >>>$) с независимой времятоковой характеристикой. Целесообразно выполнить ступень МТЗ-1 ненаправленной, без пуска по напряжению, без функции блокировки по дискретному входу и отключить опцию удвоения уставки тока срабатывания при запуске электродвигателя (все упрощения - для повышения надежности - чем проще алгоритм, тем меньше вероятность отказа). Выдержка времени мгновенной ТО задается минимально возможной. Для данного УРЗА диапазон уставок по времени для МТЗ-1 - от 0 до 10,00 с., т. е. равна 0. По ПУЭ ТО ЭД отстраивается от пускового тока:

$$I_{о.д} = k_{отс} \cdot K_{п} \cdot I_{д.ном}. \quad (79)$$

где $k_{отс} = 1,5$ - рекомендованное значение для ТО ЭД; $K_{п} = 5,3$ [по исходным данным примера]; $I_{д.ном}$ - номинальный ток ЭД

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,88 \cdot 0,957} = 43,19 \text{ А}. \quad (80)$$

Тогда пусковой ток равен:

$$I_{о.д} = 1,5 \cdot 5,3 \cdot 43,19 = 343,34 \text{ А}.$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится [ПУЭ п. 5.3.47] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{ч} = \frac{I_{л.мин}}{I_{о.д}} \cdot k_{от.ч.сх} = \frac{20\,040}{343,34} = 58,36 > 1,5. \quad (81)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		87

где $I_{к. мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к. мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23,186 = 20\ 040\ А$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы; $k_{от.ч.сх(2)} = 1$ - коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ и ПО УРЗА ЭД к двухфазным КЗ (для схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе). Расчетный коэффициент чувствительности больше как нормативного, так и рекомендованного - 2 по «Выбор уставок» [3].

В рассматриваемом УРЗА уставки по току срабатывания задаются в амперах вторичного тока, непосредственно подводящегося к токовым аналоговым входам. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{о.д} = \frac{I_{о.д}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{343,34 \cdot 5}{300} = 5,722\ А, \quad (82)$$

$$\text{где } nt = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = \frac{300}{5}. \quad (83)$$

где $I_{1.НОМ.ТТ} > I_{Д.НОМ}$ - первичный номинальный ток фазного ТТ должен быть больше номинального тока ЭД; $I_{2.НОМ.ТТ} = 5\ А$ - выбранный вторичный номинальный ток фазного ТТ; $k_{сх(3)} = 1$ - коэффициент схемы неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе для трехфазного режима работы. Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-10-М по «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2016», скачанном с сайта завода-изготовителя.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ-1) от 2 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. В заключение приведена таблица уставок первой ступени МТЗ (МТЗ-1) настроенной для выполнения ТО ЭД от м/ф КЗ.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		88

Таблица 34 – Уставки первой ступени МТЗ (МТЗ-1)

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	Функция	ВКЛ
	I, А	5,722
	T, с	0
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

2) Защита от перегрузки

Данная защита нужна в том случае, если в ходе работы ЭД подвергается технологическим перегрузкам и его ток превышает номинальное значение, вызывая перегрев. При наличии оперативного (дежурного) персонала защиту целесообразно выполнить с действием на сигнал. Специализированная защита от перегрева контролирует температуру ЭД по математической тепловой модели. Для точного расчета УРЗА температуры ЭД необходимо задать такие параметры как постоянные времени нагрева и времени охлаждения ЭД, которые трудно точно определить на стадии проектирования. Целесообразно, поэтому, выполнить защиту от технологической перегрузки на третьей (чувствительной) ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ-3) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует ПУЭ [п. 5.3.49].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з. п. д} = k_{отс} \cdot I_{д. ном} = 1,1 \cdot 43,19 = 47,5 \text{ А.} \quad (84)$$

где $k_{отс} = 1,1$ - рекомендованное значение для ЗП ЭД. Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки.

$$\frac{I_{д. пуск}}{I_{з. п. д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д. ном}}{I_{з. п. д}} = \frac{5,3 \cdot 43,19}{47,5} = 4,82. \quad (85)$$

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

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

При выборе нормально инверсной характеристики (МЭК 255-4) выдержка времени МТЗ-3 определяется формулой (из РЭ на УРЗА):

$$t_{з. п. д} = \frac{0,14 \cdot T_{уст}}{\left(\frac{I_{д. пуск}}{I_{з. п. д}}\right)^{0,02} - 1} \text{ с,} \quad (86)$$

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

$$T_{уст} = \frac{t_{з. п. д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д. пуск}}{I_{з. п. д}}\right)^{0,02} - 1\right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (4,82^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,42 \text{ с.} \quad (87)$$

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

$$t_{з. п. д} = \frac{0,14 \cdot 3,42}{1,5^{0,02} - 1} = 58,8 \text{ с.}$$

Т. е. при полуторной перегрузке защита от перегрузки сработает и подаст сигнал примерно через минуту, а предельно допустимое время равно двум.

Использование остальных временных характеристик для МТЗ-3 (при условии одинаковой отстройки от пускового режима) дают следующие результаты для полуторной перегрузки (см табл. 23).

Максимальная выдержка времени технически ограничена на уровне 100 с. Из приведенной таблице очевидно, что оптимальная временная характеристика для защиты от перегрузки - нормально инверсная характеристика. Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

$$I_{з.п.д}(2) = \frac{I_{з.п.д}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{47,5 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,792 \text{ А.} \quad (88)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3) входит в допустимый диапазон уставок по току третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) от 0,4 до 100 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Таблица 35 – Результаты для полуторной перегрузки

Характеристика	$T_{уст}, с$	$t, с$
Сильно инверсная	4,65	125,5 [100]
Чрезвычайно инверсная	4,85	310,2 [100]
Крутая	15,0	15,27
Пологая	14,9	19,28

В заключение приведена таблица уставок третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) настроенной для выполнения ЗП ЭД:

Таблица 36 – Уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3)

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	ВКЛ
	Действие	СИГНАЛ
	I, А	0,792
	T, с	3,42
	Характеристика	ОТКЛ
	Направленность	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

3) Защита от затянутого пуска

Затянувшийся пуск ЭД при механических неполадках или пониженном напряжении может привести к чрезмерному перегреву двигателя. МП УРЗА ЭД способны выявить режим запуска (могут применяться различные критерии у

разных фирм-разработчиков). Защита от затянутого пуска рассматриваемого УРЗА ЭД работает только в режиме запуска. Простейший из двух возможных принципов действия защиты по току и времени, (фактически - максимальная токовая защита). Рассмотрим выбор оптимальных уставок по току и времени защиты. Режим запуск рассматриваемое УРЗА определяет по факту возрастания фазного тока с тока покоя (менее 0,1 от $I_{д.ном}$) до тока, превышающего $1,5 \cdot I_{д.ном}$ за время, не превышающее 100 мс. Окончание режима запуска определяется по снижению тока до $1,25 \cdot I_{д.ном}$. Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з.з.п.д} = 1,5 \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 43,19 = 64,785 \text{ А.} \quad (89)$$

Время срабатывания защиты принимается больше нормального времени пуска (принято $t_{п} = 10$ с) и меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{з.з.п.д} = 15$ с. Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{з.з.п.д(2)} = \frac{I_{з.з.п.д}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{64,785 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 1,08 \text{ А.} \quad (90)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,4 до 100 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. В заключение приведена таблица уставок ЗЗП ЭД.

Таблица 37 – Таблица уставок ЗЗП ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого пуска	Функция	ВКЛ
	I, А	1,08
	T, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

4) Защита от блокировки ротора

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

$$I_{з.б.р.д.} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном} = \frac{5,3}{2} \cdot 43,19 = 114,453 \text{ А.} \quad (91)$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{з.б.р.д.} = 15$ с. Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{I_{з.б.р.д}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{114,5 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 1,908 \text{ А.} \quad (92)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗБР ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,4 до 100 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

В заключение приведена таблица уставок ЗБР ЭД.

Таблица 38 – Уставки ЗБР ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	ВКЛ
	I, А	1,908
	T, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

5) Защита минимального напряжения

Так как рассматриваемое УРЗА ЭД имеет аналоговые входы для измерения напряжения секции, то ЗМН выполняется непосредственно УРЗА тех ЭД, которые должны быть отключены при глубоком и длительном снижении напряжения на питающей секции для облегчения самозапуска остальных ЭД после восстановления напряжения. Для снижения затрат ЗМН может быть групповой,

реализуемой в УРЗА устанавливаемой в ячейке ТН секции. В этом случае УРЗА отдельных ЭД могут не иметь измерительных цепей напряжения.

По требованиям ПУЭ [п. 5.3.52] выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 - 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих [т. е. ТО] защит от м/ф КЗ [т. е. 0,5 с], а уставка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения: $U_{ЗМН} = 70$ В; $t_{ЗМН} = 0,5$ с. После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{АПВ}$, будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная [ФСК ЕЭС (Выбор уставок)] составляет 90% номинального напряжения: $U_{АПВ} = 90$ В. Время восстановления напряжения $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей.

На данном этапе проектирования можно принять 2 сек, так как ЭД присоединены к шинам РУ цеха. Время самозапуска можно принять 15 с. Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{макс. паузы}} = t_{\text{макс. рз}} + t_{\text{сам. зап}} = 2 + 15 = 17 \text{ с.} \quad (93)$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{АПВ}$ после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная [ФСК ЕЭС (Выбор уставок)] составляет: $t_{АПВ} = 1$ с.

В заключение приведена таблица уставок ЗМН ЭД.

Таблица 39 – Уставки ЗМН ЭД

Ступень защиты	Уставка	Значение
	UЗМН, В	70
	T, с	0,5
	UАПВ, В	90
	TАПВ, с	1
	TМАКС.ПАУЗЫ, с	18
	Блокировка	ОТКЛ

6) УРОВ

УРОВ запускается при подаче команды на отключение выключателя контролируемого присоединения от срабатывания токовых защит после выдержки времени $t_{\text{УРОВ}}$, если через выключатель продолжает проходить ток больше уставки $I_{\text{УРОВ}}$. Уставки УРОВ вычисляются по методикам ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования. Методика расчета УРОВ не зависит от вида присоединения, устройства РЗА и фирмы-изготовителя. Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 - 0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{д. ном}} = 0,1 \cdot 43,19 = 4,319 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров}}(2) = \frac{I_{\text{уров}}}{nt} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{4,319 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,072 \text{ А.} \quad (94)$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,07 до 2 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

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

где $t_{\text{откл. в.}}$ - время отключения выключателя (полное); $t_{\text{возв. уров}}$ - время возврата реле тока УРОВ; $t_{\text{погреш. уров}}$ - погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия; $t_{\text{зап}}$ - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс. Основная погрешность срабатывания по времени для реле времени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ± 25 мс. Для выключателя

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

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

$$t_{\text{уров}} = 0,05 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

В заключение приведена таблица уставок ЗЗП ЭД.

Таблица 40 – Уставки ЗЗП ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	ВКЛ
	I, А	0,072
	T, с	0,23

11.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1000 кВА 10/0,4 кВ

11.3.1 Требования к РЗА Трансформатора

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

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53[1] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на

сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений [по ПУЭ п. 3.2.54] предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

По пунктам 3.2.59-3.2.61 [1] для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ.

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п. 3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки], с действием на сигнал.

В соответствие с ПУЭ [п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В соответствие с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 41 – Защиты трансформатора 10/0.4 кВ

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

11.3.2 Выбор типоразмера

Защита выполнена на терминале БЭ2502А1801.

11.3.3 Расчет параметров (уставок)

К шинам РУ цеха подключено 8 трансформаторов (Т) ТМГ-1000/10У1 с параметрами: $S_{Т.НОМ} = 1$ МВА, $U_{Т.НОМ.ВН} = 10,5$ кВ, $U_{Т.НОМ.НН} = 0,4$ кВ, ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$, Схема и группа соединения обмоток Д/УН-11. $I_{(3)К.МАКС.ВН} = 26,25$ кА, $I_{(3)К.МИН.ВН} = 26,25$ кА, $I_{(3)К.МАКС.НН(0,4)} = 87,54$ кА, $I_{(3)К.МАКС.НН} = 87,54$ кА. Токи КЗ приведенные к стороне ВН: $I_{(3)К.МАКС.НН.ВН} = 3,335$ кА, $I_{(3)К.МИН.НН.ВН} = 3,335$ кА. Допустимый коэффициент перегрузки $K_{П} = 1,4$. Т соединен с ячейкой КРУ

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		98

короткой ($L_{\text{КЛ}} = 50 \text{ м}$) КЛ - АПвП 3х50/16-10. Защита выполнена на терминале БЭМП РУ - ЛТ. 5. 220. Д.

11.3.4 Токовая отсечка

От междуфазных КЗ в рассматриваемом УРЗА используется трехступенчатая ненаправленная МТЗ. 1 и 2 ступени МТЗ имеют независимые выдержки времени, третья может использоваться как с независимой, так и с зависимой выдержкой времени.

Для выполнения ТО Т целесообразно использовать 1 ступень МТЗ (МТЗ-1). В зону действия ТО войдут выводы обмотки ВН (10 кВ), часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне ВН (10 кВ). Ток срабатывания ТО Т - $I_{\text{О.Т}}$ выбирается по двум условиям. 1 условие - $I_{\text{О.Т}}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{\text{от}}(1) = k_{\text{отс}}(1) \cdot I_{\text{к. макс. нн. вн}} = 1,1 \cdot 3,335 = 3,6685 \text{ А.} \quad (95)$$

где $k_{\text{отс}}(1) = 1,1 - 1,15$ (принят 1,15) коэффициент отстройки по МУ [2].

2 условие - $I_{\text{О.Т}}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении Т под напряжение:

$$I_{\text{от}}(1) = k_{\text{отс}}(2) \cdot k_{\text{бнт}} \cdot I_{\text{т. ном. вн}} \quad (96)$$

где $k_{\text{отс}}(2) = 1,1$ коэффициент отстройки по МУ [2]; $k_{\text{бнт}} = 7,05$ - максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока по МУ [2]; $I_{\text{т. ном. вн}}$ - номинальный ток стороны ВН Т.

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{\text{т. ном. вн}} = \frac{S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. вн}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А.} \quad (97)$$

Подставим получившееся значение в формулу второго условия:

$$I_{\text{от}}(2) = k_{\text{отс}}(2) \cdot k_{\text{бнт}} \cdot I_{\text{т. ном. вн}} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,8 = 448,2 \text{ А.}$$

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

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$I_{от} = \max\{I_{о.т}(1); I_{о.т}(2)\} = \max\{3660; 448\} = 3660 \text{ А.}$$

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к. мин. вн}}{I_{о.т}} \cdot K_{от.ч.сх} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 26250}{3360} \cdot 1 = 6,7 > 2, \quad (98)$$

условие выполняется.

$K_{от.ч.сх(2)} = 1$ - коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда (по РЭ) к двухфазным КЗ. По ПУЭ [п. 3.2.21.8] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2. Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ. Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{т. раб. макс} = \frac{K_{п} \cdot S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. вн}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,922 \text{ А.} \quad (99)$$

Для ячейки КРУ Т выбран ТТ - ТОЛ-10-М по «ОАО Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции 2016», скачанном с сайта завода-изготовителя. Коэффициент трансформации:

$$n_t = \frac{I_{1ном.тт}}{I_{2ном.тт}} = \frac{100}{5} \quad (100)$$

Ток срабатывания при двухфазном КЗ:

$$I_{о.т}(2) = \frac{I_{о.т}}{n_t} k_{сх} = \frac{3360 \cdot 5}{100} = 168 \text{ А.} \quad (101)$$

где $k_{сх(3)} = 1$ - коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы. Уставка тока срабатывания ТО Т (МТЗ-1) может быть задана в первичных, вторичных токах или в относительных единицах [РЭ]. Целесообразно задавать параметры во вторичных величинах. Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,25 до 175 А вторичного тока при $I_{2.ном.тт} = 5 \text{ А}$ [РЭ]. Выдержка времени ТО Т $t_{о.т} = 0 \text{ с}$. [минимальная допустимая выдержка времени МТЗ-1 $T_{ср.МТЗ-1} = 0 \text{ с}$.].

По ПУЭ [п. 3.2.54] ТО действует на отключение Т с помощью выключателя ВН в КРУ и автомата НН, действуя на его цифровой расцепитель. Приведем таблицу уставок ТО Т, выполненной на ступени МТЗ-1.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		100

Таблица 42 – Уставки ТО Т, выполненной на ступени

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср.МТЗ-1	54,3 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср.МТЗ-1	0,00 с	Время срабатывания МТЗ-1

1) МТЗ

Ток срабатывания МТЗ Т отстраивается от максимального тока нагрузки (с учетом работы АВР секционного автомата 0,4 кВ, когда Т будет работать с перегрузкой 140% $I_{Т.НОМ.ВН}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_{Н} \cdot k_{С}}{k_{В}} I_{Т. раб. макс} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,922 = 154 \text{ А}, \quad (102)$$

где $k_{Н.С} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового распределителя автомата ввода Т на стороне НН (0,4 кВ), по МУ; $k_{Н} = 1,1$ - коэффициент надежности, по МУ; $k_{С} = 1,5$ - коэффициент самозапуска нагрузки; $k_{В} = 0,95$ - коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА, по МУ.

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

$$k_{ч} = \frac{I_{к. мин. нн}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{от. ч. сх. Д/У - 11} = \frac{3335}{154} \cdot 0,5 = 10,8 > 1,5 \quad (103)$$

где $k_{от.ч.сх.д/у-11(2)} = 0,5$ - коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за Т Д/У-11 гр. Нормативное значение $k_{ч}$ для МТЗ по ПУЭ [п. 3.2.31.1] около 1,5. Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{МТЗ.Т(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т}}{n_{Т}} \cdot k_{сх} = \frac{154 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,7 \text{ А}. \quad (104)$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон - 0,5 - 175 А (РЭ).

Выдержка времени МТЗ Т отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового распределителя автомата ввода НН: $t_{МТЗ.Т} = t_{МТЗ.АВ.В.НН} + \Delta t$, где Δt -

степень селективности. Выберем исполнение автоматов НКУ2 0,4 кВ и их цифровых расцепителей.

Рабочий максимальный ток ввода НН Т:

$$I_{в. нн. раб. макс} = \frac{K_p \cdot S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. нн}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2023 \text{ А.} \quad (105)$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{с. нн. раб. макс} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ А.} \quad (106)$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ за Т на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{(3)к. макс. нн(0,4)} = 87,54 \text{ кА}$. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к. макс. нн} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 87,54 = 196 \text{ кА}, \quad (107)$$

где $K_y = 1,6$ для КЗ за Т малой мощности по рекомендации ГОСТ 27514-87 [табл. 3]. Выбираем к установке НКУ 0,4 кВ «Ассоль» (РУНН-ASSOL-2500/0,4 УХЛЗ.1) производства ЗАО «Электронмаш» (г. СПб) допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Emax2 (ABB).

Термическое воздействие ТКЗ (время отключения 1 с - с большим запасом):

$$Bk = I_{к. макс. нн(0,4)}^2 \cdot t_{откл} = 87,54^2 \cdot 1 = 7663 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (108)$$

Каталожные данные:

$$Bk = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 90^2 \cdot 1 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (109)$$

$$i_{дин} = 143 \text{ кА}$$

Выключатели Emax2 E2.2. N с каталожными данными [Технический каталог Emax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. ООО «АББ», подразделение «Низковольтное оборудование». Январь 2016]:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} - \text{секционный}, 2500 - \text{вводной}$$

$$> 1443,2021, \text{ соответственно};$$

$$I_{о. ном} = 100 \text{ кА} > I_{к. макс. нн} = 87,54 \text{ кА};$$

$$I_{у. вкл} = 250 \text{ кА} > i_y = 196 \text{ кА};$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		102

$$Bk. \text{ доп} = 91^2 \cdot 1 = 8281 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7663 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расцепитель Ekip Dip LSIG (ТО мгновенная, МТЗ с независимой выдержкой времени, защита от перегрузки с зависимой выдержкой времени, защита от о/ф КЗ с независимой выдержкой времени).

Степень селективности между автоматическими выключателями Emax2 допускается принимать равной 0,1 с. Следовательно можно принять выдержки времени МТЗ на автоматических выключателях НКУ.

Определим степень селективности между МТЗ стороны ВН Т и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН Т:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{откл. ав. в. нн}} + t_{\text{погреш. мтз. ав. в. нн}} + t_{\text{погреш. мтз. т}} \\ &+ t_{\text{возвр. мтз. т}} + t_{\text{зап}} = 0,04 + 0,03 + 0,012 + 0,06 + 0,1 \\ &= 0,242 \text{ с}, \end{aligned} \quad (110)$$

где $t_{\text{откл. ав. в. нн}} = 0,04 \text{ с}$ - время отключения автомата ввода НН Т - по каталогу Emax2; $t_{\text{погреш. мтз. ав. в. нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10 % от уставки, но не более 0,04 с, по каталогу Emax2; $t_{\text{погреш. мтз. т}} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ при уставках свыше 0,5 с; $t_{\text{возвр. мтз. т}} = 0,06$ - время возврата МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ; $t_{\text{зап}} = 0,1$ - время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС». Выдержка времени МТЗ Т:

$$t_{\text{МТЗ. т}} = t_{\text{МТЗ. ав. в. нн}} + \Delta t = 0,3 + 0,242 = 0,542 \text{ [примем } 0,6 \text{ с]}. \quad (111)$$

Приведем таблицу уставок МТЗ Т, выполненной на ступени МТЗ-2.

Таблица 43 – Уставки МТЗ Т, выполненной на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-2	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Иср.МТЗ-2	4,87 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср.МТЗ-2	0,6 с	Время срабатывания МТЗ-2

2) Защита от перегрузки

Защита от перегрузки, действующая на сигнал выполнена на ступени МТЗ-3. Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{т. ном. вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,8 = 63,8 \text{ А.} \quad (112)$$

где $k_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки (по МУ); $k_{в} = 0,95$ - коэффициент возврата (по МУ).

Выдержка времени $t_{зп.т} = 9$ с - по рекомендации МУ.

Вторичное значение тока срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т(2)} = \frac{I_{зп.т}}{n_t} \cdot k_{сх} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,2 \text{ А.} \quad (113)$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон - 0,5 - 175 А (РЭ). Приведем таблицу уставок ЗП Т, выполненной на ступени МТЗ-3.

Таблица 44 – Уставки ЗП Т, выполненной на ступени МТЗ-3.

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	незав	Ввод в работу ступени МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-3 на откл	откл	МТЗ-3 действует на сигнал
Исп.МТЗ-3	2,01 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-3
Тсп.МТЗ-3	9,00 с	Время срабатывания МТЗ-3

3) Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ Т изложенной в [5 - Расчеты токов КЗ для РЗ]. Для Т 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток $\Delta/Y0$ - величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой [6 - ГОСТ 28249-93], поэтому ток о/ф КЗ равен току

трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам Т, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ на $\sqrt{3}$ (для любой схемы соединения ТТ и реле):

$$I(1)_{\text{к. мин. нн}} = \frac{I(3)_{\text{к. мин. нн(вн)}}}{\sqrt{3}} = \frac{3,335}{\sqrt{3}} = 1927 \text{ А.} \quad (114)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН Т:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I(1)_{\text{к. мин. нн}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}} = \frac{1927}{154} = 12 > 1,5. \quad (115)$$

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

4) УРОВ

Уставка УРОВ по току равная 4% от номинального входного тока (5 А для выбранного исполнения УРЗА) не подлежит регулированию. Т. е. ток срабатывания УРОВ составляет $0,04 \cdot 5 = 0,2 \text{ А}$.

По МУ выдержка времени УРОВ рассчитывается как:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. выкл}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с,} \quad (116)$$

где $t_{\text{откл. выкл}} = 0,05 \text{ с}$ - Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс; $t_{\text{зап}} = 0,2$ - рекомендуемый МУ запас по времени, с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ.

Таблица 45 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Иср.ЗОЗЗ-1	1,77 А вторичных	Ток срабатывания ЗОЗЗ-1
МТЗ-3	Откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-3 (выполняющей функцию ЗП Т на сигнал)
Вн.откл	Вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл. (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	вкл	Функция УРОВ задействована

11.4 Секционный выключатель 10 кВ

11.4.1 Нормативные требования

Приведем в таблице защиты необходимые на вводных выключателях РУ.

Таблица 46 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

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

11.4.2 Выбор типоразмера

Данным требованиям удовлетворяет терминал БЭ2502А02ХХ. Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗДЗ, ЗНР, ЛЗШ, УРОВ, АВР, АУВ.

11.4.3 Расчет уставок РЗА

1) МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит шесть независимых ступеней трехрелейной МТЗ, причем 1, 2 и 5 ступени с зависимой или независимой выдержкой времени, а 3, 4 и 6 только с независимой. Если задать независимую выдержку времени любой из ступеней равной «0», получим мгновенную ТО.

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

1. Отстройка от суммарного максимального тока секции

$$I_{\text{МТЗ. СВ}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб. макс. СВ}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 1271 = 3679 \text{ А}, \quad (117)$$

где $k_{\text{Н}} = 1,1$ - коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		106

реле; $k_B = 0,95$ - коэффициент возврата ИО по току по [РЭ]; $k_{СЗ}$ - коэффициент самозапуска нагрузки секции (в данном случае цеха).

2. Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений (в данном случае с МТЗ КЛ к цеху):

$$I_{\text{МТЗ. св}}(2) \gg k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ. кл}} = 1,1 \cdot 1840 = 2024 \text{ А.} \quad (118)$$

где $k_{\text{НС}} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования, по [2].

Оценим чувствительность МТЗ СВ. Коэффициент чувствительности в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{ч. МТЗ. св. озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ. мин. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ. св}}} \cdot k_{\text{от. ч. сч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8400}{2024} \cdot 1 = 3,59. \quad (119)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5), пуск по напряжению не требуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах РУ цеха:

$$k_{\text{ч. МТЗ. св. зр}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ. мин. ру. пс}}}{I_{\text{МТЗ. св}}} \cdot k_{\text{от. ч. сч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7100}{2024} \cdot 1 = 3,03. \quad (120)$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного (1,2), надежное резервирование обеспечено. В ячейке КРУ СВ Выбран ТТ ТОЛ-10-М с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 750 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 750/5$. Ток срабатывания $I_{\text{МТЗ. св}} = 563,5 \text{ А}$ МТЗ может быть задан в пределах: $0,05 I_{1.\text{НОМ.ТТ}}$ до $4 I_{1.\text{НОМ.ТТ}}$ т. е. от 37,5 до 3000 А.

Выбор выдержки времени МТЗ. Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций. В данном случае от времени срабатывания МТЗ КЛ к цеху при трехфазном КЗ в максимальном режиме в начале КЛ (расчетная точка шины НН ПС).

Так как выдержка времени МТЗ КЛ зависимая, МТЗ СВ так же выполняется с зависимой выдержкой времени, причем вид характеристики должен

быть такой же (чрезвычайно зависимая МЭК). Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{МТЗ. св. нн. пс}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ. св}}} = \frac{8400}{2024} = 4,1. \quad (121)$$

$$K_{\text{МТЗ. кл. нн. пс}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ. св}}} = \frac{7100}{2024} = 3,5. \quad (122)$$

Время срабатывания МТЗ КЛ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС (в самом начале КЛ):

$$t_{\text{МТЗ. кл. кз. нн. пс}} = \frac{k_{\text{уст. мтз. кл}} \cdot 80}{K_{\text{МТЗ. кл. кз. нн. пс}}^2 - 1} = \frac{0,2 \cdot 80}{12,5^2 - 1} = 0,103 \text{ с.} \quad (123)$$

Определим степень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{отк. кл}} + 2 \cdot t_{\text{погреш. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 2 \cdot 0,06981 + 0,1 = 0,3296 \text{ с,} \quad (124)$$

где $t_{\text{отк. св}} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя КЛ [для ВВУСЭЩ-ПЗ-10]; $t_{\text{погреш. ов}}$ - погрешность органа времени УРЗА Р14N. По РЭ погрешность ОВ при использовании зависимой характеристики при кратности свыше 2 составляет $\pm 5\%$ от времени срабатывания, но не менее 0,04 с. Используя итерационный метод получим, что для времени срабатывания 1,396 с, погрешность ОВ составит $0,05 \cdot 1,396 = 0,06981 \text{ с}$; $t_{\text{возвр. ио. т}} = 0,04 \text{ с}$ - время возврата ИО тока МТЗ Р14N [РЭ]; $t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$ - время запаса [3].

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

$$t_{\text{МТЗ. св. кз. нн. пс}} = t_{\text{МТЗ. кл. кз. нн. пс}} + \Delta t = 0,103 + 0,3296 = 0,433 \text{ с.} \quad (125)$$

Уставка по времени МТЗ СВ:

$$k_{\text{МТЗ. св}} = \frac{t_{\text{МТЗ. св. кз. нн. пс}}}{80} \cdot [(K_{\text{МТЗ. св. кз. нн. пс}})^2 - 1] = \frac{0,433}{80} \cdot [11,4^2 - 1] = 0,698 \text{ с.} \quad (126)$$

Допустимый диапазон 0,025 - 1,2 с шагом 0,005, округляем до $k_{\text{МТЗ. св}} = 0,70 \text{ с}$.

Таблица 47– Уставки 1 ступени МТЗ

Уставка	Значение	Описание
I>1 X-КА СРАБ.	4	Чрезвычайно зависимая характеристика выдержки времени
I>1 ТОК СРАБ	563,5 А, первичный	Ток срабатывания
I>1 TMS	0,70 с	Уставка по времени зависимой характеристики по МЭ
I>1 t ДОПОЛН.	0 с	Дополнительное время к зависимой выдержке времен

2) ЛЗШ

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

Блокировка токовой защиты по внешнему сигналу реализована для 3, 4 и 6 ступеней МТЗ. Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$I_{ЛЗШ} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. мин. нн. пс}}{k_{ч. н}} \cdot k_{от. ч. сч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,434}{1,5} \cdot 1 = 8,3 \text{ кА.} \quad (127)$$

Так как ток срабатывания превышает допустимый для уставки ток (8,3 кА), примем $I_{ЛЗШ} = 9 \text{ кА}$. Принятое значение тока срабатывания ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, следовательно ложных срабатывания от максимальных токов нагрузки не будет.

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{лзш} \geq t_{сраб. ио. т} + t_{погреш. ов} + t_{возвр. ио. т} + t_{зап} \\ = 0,05 + 0,05 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ с}, \quad (128)$$

где $t_{сраб.ио.т} = 0,05 \text{ с}$ - время срабатывания измерительного органа тока [РЭ], если кратность не менее 2 ($6365/3000 = 2,12$) для независимой характеристики; $t_{погреш.ов} = 0,05 \text{ с}$ - погрешность органа времени [РЭ] для независимой характеристики; $t_{возвр.ио.т} = 0,04 \text{ с}$ - время возврата ИО Т [РЭ]; $t_{зап} = 0,1 \text{ с}$.

Таблица 48 – Уставки 3 ступени МТЗ

Уставка	Значение	Описание
I>3 СОСТОЯНИЕ	1	3 ступень МТЗ введена в работу
I>3 ТОК СРАБ.	3000 А, первичный	Ток срабатывания
I>3 t СРАБ.	0,24 с	Уставка по времени
I>3 БЛОК. ТАЙМЕР	оптовход 4 [настройка по умолчанию]	Сигнал на дискретный вход 4 (клеммы 45-55) блокирует таймер 3 ступени

3) АВР

Для пуска АВР при исчезновении напряжения основного источника используется реле минимального напряжения.

Уставка срабатывания этих реле выбирается из условия:

$$U_{ср} = (0,25 \dots 0,4)U_{ном} = 0,35 \cdot 10 = 3,5 \text{ кВ}$$

Время срабатывания пускового органа устройства АВР ($t_{ср.АВР}$) выбирается по следующим условиям.

1. По отстройке от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых повреждения могут вызвать уменьшение напряжения ниже принятого по условию

$$t_{ср.АВР(1)} \geq t_{с.з} + \Delta t = 0,24 + 0,6 = 0,84 \text{ с} \quad (129)$$

где $t_{с.з}$ — наибольшее время срабатывания указанных защит, то есть 0,24 с; Δt — степень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени со шкалой до 9 с.

2. По согласованию действия АВР с устройствами защиты КЛ идущих к РУ

$$t_{ср.АВР(2)} \geq t_{с.з.л} + t_{зАП} = 0,35 + 2,5 = 2,85 \text{ с} \quad (130)$$

где $t_{с.з.л}$ — наибольшее время действия защиты КЛ, то есть 0,35 с; $t_{зАП}$ — запас по времени, принимаемый равным 2 - 3,5 с.

Таблица 49 – Уставки

Уставка	Значение	Описание
$I > 3 t_{ср.АВР(1)}$	0,84 с	При условии падения напряжения из-за других защит в зоне действия АВР
$I > 3 t_{ср.АВР(2)}$	2,85 с	При условии падения напряжения из-за устройств защиты КЛ идущих к РУ

4) УРОВ

Рассматриваемое УРЗА способно выполнять функцию двухступенчатого УРОВ: 1. - «На себя», дублирование команды РЗ на отключение своего (секционного выключателя) по второй цепи без выдержки времени и дополнительных условий (данная ступень используется при наличии двух цепей (электромагнитов) отключения у выключателя; 2. - на отключение смежных выключателей (вводных, секций 1 и 2) после выдержки времени, достаточной для штатного отключения своего выключателя (секционного), если его отключение не подтверждено контролем тока. Так как используемый в качестве секционного выключатель типа ВВУ-СЭЩПЗ-10 имеет один ЭМО, используется т. н. (РЭ) упрощенная логика функции УРОВ, когда 1 ступень действует на

отключение смежных (вводных) выключателей с выдержкой времени с контролем отключения своего (секционного) выключателя по току.

Расчет тока срабатывания и выдержки времени УРОВ производится по стандартным рекомендациям ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{раб. макс. св}} = 0,05 \cdot 1271 = 63,55 \text{ А.} \quad (131)$$

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{\text{уров}} = t_{\text{откл. в}} + t_{\text{погреш. уров}} + t_{\text{возвр. уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,035 + 0,05 + 0,1 = 0,235 \text{ с,} \quad (132)$$

где $t_{\text{откл. в}} = 0,05$ с - полное время отключения по РЭ выключателя ВВУСЭЩ-ПЗ-10-20/1000; $t_{\text{возвр. уров}} = 0,035$ с - время возврата реле тока УРОВ (по РЭ); $t_{\text{погреш. уров}} = 0,05$ с - погрешность реле времени УРОВ (по РЭ) при выдержках менее 1 с; $t_{\text{зап}}$ - время запаса, принимаемое равным 0,1 с. Допустимый диапазон от 0 до 50 с, с шагом 0,01 с, округляем $t_{\text{уров}} = 0,24$ с.

Таблица 50 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ СТ.1 СОСТ.	ВВЕДЕНО	1 ступень УРОВ в работе
УРОВ СТ.1 t CP.	0,24 с	Выдержка времени УРОВ
ВЗВР: ВНЕШН.ЗАЩ.	ТОЛЬКО I<	Контроль состояния выключателя только по току при пуске УРОВ от внешних защит
УСТ. I<	23,8 А, первичных	Ток срабатывания УРОВ, запущенного МТЗ СВ

11.5 Вводной выключатель 10 кВ

11.5.1 Нормативные требования

По пункту 9.14.1 [4] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения (ЗМН) [отключает выключатель при исчезновении напряжения на секции больше выдержки времени, если питающая линия была отключена со стороны питания, после работы ЗМН, как правило, работает АВР, восстанавливающее питание потребителей секции];
- УРОВ.

Таблица 51 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

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

11.5.2 Выбор типоразмера

Данным требованиям удовлетворяет терминал ЭКРА 2170602

Терминал ЭКРА 217 0602 предназначен для использования в качестве защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации ввода на секцию шин.

11.5.3 Расчет уставок РЗА

11.5.4 МТЗ

Ток срабатывания МТЗ-3 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ

$$\text{СВ: } I_{\text{МТЗ-3.ВВ}} = k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 2024 = 2244 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ-3 ВВ в ОЗД (шины НН ПС):

$$\begin{aligned} k_{\text{ч. МТЗ - 3. ВВ. ОЗД}} &= \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ - 3. ВВ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,434}{2244} \cdot 1 \\ &= 5,5. \end{aligned} \quad (133)$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА - полная звезда. Коэффициент чувствительности в ОЗД больше нормативного значения 1,5 пуск по напряжению не требуется. Если требуется, это вовсе не значит, что УРЗА ВВ должно само измерять напряжения, пуск по направлению может быть осуществлен внешним ИО напряжения в УРЗА ТН.

Чувствительность МТЗ-3 ВВ в ЗР (шины РУ цехов):

$$\begin{aligned} k_{\text{ч. МТЗ - 3. ВВ. ОЗД}} &= \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз. мин. ру. цеха}}}{I_{\text{МТЗ - 3. ВВ}}} \cdot k_{\text{от. ч. сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10418}{2244} \cdot 1 \\ &= 4 \end{aligned} \quad (134)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТОЛ-10-М с $I_1.\text{НОМ.ТТ} = 1000 \text{ А}$, $I_2.\text{НОМ.ТТ} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 1000/5$. Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{ч. МТЗ - 3. ВВ}} = \frac{I_{\text{МТЗ - ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}} = \frac{2244 \cdot 5}{1000} = 11,2 \text{ А.} \quad (135)$$

Допустимый диапазон от 0,5 до 25 А по РЭ. Кратность МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{. МТЗ. СВ. НН. ПС}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ. СВ}}} = \frac{14726}{2024} = 7,2. \quad (136)$$

Кратность МТЗ-3 ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$K_{\text{. МТЗ - 3. ВВ. НН. ПС}} = \frac{I_{\text{кз. макс. нн. пс}}}{I_{\text{МТЗ - 3. ВВ}}} = \frac{14726}{2244} = 6,56. \quad (137)$$

									Лист
									114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР				

Время срабатывания МТЗ СВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ.СВ.НН.ПС}} = \frac{k_{\text{уст.МТЗ.СВ}} \cdot 80}{K_{\text{МТЗ.СВ.КЗ.НН.ПС}^2 - 1} = \frac{0,22 \cdot 80}{7,2^2 - 1} = 0,346 \text{ с.} \quad (138)$$

Определим степень селективности между МТЗ-3 ВВ и МТЗ СВ:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{отк.СВ}} + t_{\text{погреш.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}} \\ &= 0,05 + 2 \cdot 0,291 + 0,065 + 0,1 = 0,796 \text{ с.} \end{aligned} \quad (139)$$

где $t_{\text{отк.СВ}} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения выключателя СВ [для ВВУСЭЩ-ПЗ-10]; $t_{\text{погреш.ов}} = 0,291 \text{ с}$ (13% от 2,236 с - времени срабатывания при кратности тока от 2 до 5 и работе МТЗ по чрезвычайно инверсной характеристики времени (итерационный метод)); $t_{\text{возвр.ио.т}} = 0,065 \text{ с}$ - время возврата ИО тока МТЗ-3 ВВ [РЭ]; $t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$ - время запаса [3].

Расчетное время срабатывания МТЗ-3 ВВ при трехфазном КЗ на шинах НН ПС:

$$t_{\text{МТЗ3.ВВ.КЗ.НН.ПС}} = t_{\text{МТЗ.СВ.КЗ.НН.ПС}} + \Delta t = 0,346 + 0,796 = 1,142 \text{ с.}$$

Уставка по времени МТЗ-3 ВВ:

$$\begin{aligned} K_{\text{МТЗ-3.ВВ}} &= \frac{t_{\text{МТЗ-3.ВВ.КЗ.НН.ПС}}}{80} [K_{\text{МТЗ.ВВ.НН.ПС}^2 - 1] \\ &= \frac{1,142}{80} [6,56^2 - 1] = 0,6 \text{ с.} \end{aligned} \quad (140)$$

Допустимый диапазон 0,05 - 1,00 с шагом 0,0

Таблица 52 – Уставки 3 ступени МТЗ.

Уставка	Значение	Описание
МТЗ 3-я ступень Защита:	введена	Ступень МТЗ-3 введена в действие
Действие:	Ненаправлен.	МТЗ-3 без ОНМ
I ср, прямое:	12,7 А, вторичных	Ток срабатывания МТЗ-3 при положительном направлении мощности (или ненаправленной)
Выдержка Т1:	Выведена	1 ОВ МТЗ-3 не задействован
Выдержка Т2:	Введена	2 ОВ МТЗ-3 задействована

Продолжение таблицы 52

Выдержка T2:	Чрезвычайно инверсная	2 ОВ МТЗ-3 настроен на зависимую характеристику
k, прямое	0,28	Уставка по времени 2 ОВ МТЗ-3 при положительном направлении мощности (или ненаправленной) для зависимой характеристики
T2 на откл.:	введена	2 ОВ МТЗ-3 действует на отключение
Блокировка:	выведена	Блокировка МТЗ-3 не предусмотрена
Квозв., прямое:	0,9	Коэффициент возврата МТЗ-3 при положительном направлении мощности (или ненаправленной). Оставлено заводское значение

2) 2 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Так как 3 ступень МТЗ не может действовать с ускорением при включении ВВ на КЗ, для реализации этой функции задействована 2 ступень МТЗ. Ток срабатывания ступени:

$$t_{\text{MTZ} - 2. \text{ВВ}} = t_{\text{MTZ} - 3. \text{ВВ}} = 620 \text{ А.} \quad (141)$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$t_{\text{MTZ} - 2} = t_{\text{уст. макс}} = 300 \text{ с.} \quad (142)$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорении равна минимально допустимой:

$$t_{\text{MTZ} - 2. \text{ускор}} = t_{\text{уст. ускор. мин}} = 0,1 \text{ с.} \quad (143)$$

Таблица 53 – Ступени МТЗ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ 2-я ступень Защита:	введена	Ступень МТЗ-2 введена в действие
Действие:	Ненаправлен.	МТЗ-3 без ОНМ
I ср, прямое:	12,7 А, вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2 при положительном направлении мощности (или ненаправленной)
T1 на откл:	введена	1 ОВ МТЗ-2 не задействован
T1 прямое:	300 с	Уставка по времени 1 ОВ МТЗ-2 при положительном направлении мощности (или ненаправленной)
T3 на сигнал:	выведена	3 ОВ МТЗ-2 настроен на зависимую характеристику
Ускорение:	введено	Введено ускорение МТЗ-2 при включении выключателя
Тускор.:	0,1 с	Выдержка времени МТЗ-2 при ускорении
Блокировка:	выведена	Блокировка МТЗ-2 не предусмотрена
Удвоение:	выведено	Удвоение тока срабатывания МТЗ-2 при включении выключателя не задействовано

1) ЛЗШ

Фирма-изготовитель в РЭ рекомендует использовать 1 ступень МТЗ (МТЗ-1) для организации ЛЗШ с блокированием от пуска МТЗ присоединений

Продолжение таблицы 54

Т1 прямое:	0,26 с	Уставка по времени МТЗ-1 при положительном направлении мощности (или ненаправленной)
Блокировка:	введена	Блокировка МТЗ-1 предусмотрена (от пуска МТЗ СВ и защит присоединений секции)
Удвоение:	выведено	Удвоение тока срабатывания МТЗ-1 при включении выключателя не задействовано

2) УРОВ

Рассматриваемое УРЗА реализует функцию УРОВ по алгоритму, представленному в РЭ:

Расчет тока срабатывания и выдержки времени УРОВ производится по стандартным рекомендациям ОАО «ФСК ЕЭС».

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{раб. макс. вв} = 0,05 \cdot 477,4 = 23,9 \text{ А.} \quad (147)$$

Вторичный ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = \frac{I_{уров}}{nt} \cdot k_{сх} = \frac{23,9 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,19 \text{ А.} \quad (148)$$

Принимаем вторичный ток срабатывания УРОВ $I_{уров(2)} = 0,25 \text{ А.}$

Время срабатывания УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{погреш.уров} + t_{зап} \\ = 0,05 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,21 \text{ с.} \quad (149)$$

где $t_{откл.в} = 0,05$ с - полное время отключения по РЭ выключателя ВВУСЭЩ-ПЗ-10-20/1000; $t_{возв.уров} = 0,03$ с - время возврата реле тока УРОВ (по РЭ); $t_{погреш.уров} = 0,025$ с - погрешность реле времени УРОВ (по РЭ) при выдержках менее 0,5 с; $t_{зап}$ - время запаса, принимаемое равным 0,1 с. Допустимый диапазон от 0,1 до 1,0 с, с шагом 0,01 с. В РЭ не рекомендуют задавать уставку выдержки времени УРОВ меньше 0,25 с, корректируем вычисленное значение: $t_{уров} = 0,25$ с.

Таблица 55 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ:	введен	Функция УРОВ задействована
Туров:	0,25 С	Выдержка времени УРОВ
Токовый орган:	0,25 А, вторичных	Ток срабатывание УРОВ
От ТЗНП:	Не действует	Защиты нулевой последовательности не задействована
От внешн.откл.:	действует	УРОВ запускается при подаче внешней команды на отключение (ЗДЗ, отказ выключателей СВ или присоединений и т. п.).
Контроль РПВ:	выведен	Контроль состояния выключателя только по току (по нормативным требованиям)

11.6 Трансформатор напряжения

11.6.1 Выбор типоразмера

Принимаем терминал БЭ2502А0402. Терминал трансформатора напряжения секции осуществляют функции трехступенчатой ЗМН, ЗПН, ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности 3U0, ИО напряжения обратной последовательности, контроля исправности ТН, АЧР, АВР.

11.6.2 Пуск по напряжению МТЗ

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{\text{вмб.ил}} = \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В}, \quad (150)$$

Допустимый диапазон от 5 до 100 В, где $U_{\text{мин}} = 85 \text{ В}$ - минимальное напряжение на шинах НН ПС в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ; $k_{\text{отс}} = 1,2$ - коэффициент отстройки; $k_{\text{в}} = 1,07$ - коэффициент возврата.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к цеху. По каталогу изготовителя кабеля:

$$R_{\text{уд. кл}} = 0,320 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$X_{\text{уд. кл}} = 0,057;$$

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд. кл}} = \sqrt{R_{\text{уд. кл}}^2 + X_{\text{уд. кл}}^2} = \sqrt{0,320^2 + 0,057^2} = 0,325 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (151)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме ($N_{\text{цепей}} - 1$):

$$Z_{\text{кл. мин. реж}} = \frac{Z_{\text{уд. кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{N_{\text{цепей}} - 1} = \frac{0,192 \cdot 1,3}{4 - 1} = 0,083 \text{ Ом}. \quad (152)$$

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

$$\begin{aligned} U_{\text{л. ост}} &= \sqrt{3} \cdot Z_{\text{кл. мин. реж}} \cdot I_{\text{кз. мин. ру}} = \sqrt{3} \cdot 0,083 \cdot 10,418 \\ &= 1,49 \text{ кВ}. \end{aligned} \quad (153)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Вторичное напряжение при этом составит $U_{л.ост(2)} = 1,49$ В (т. к. коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_H=10$ кВ/100 В).

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{U_{вмб.ил}}{U_{л.ост(2)}} = \frac{66}{1,49} = 44 > 1,5. \quad (154)$$

Расчетный коэффициент чувствительности больше нормативного (1,5) по ПУЭ [п. 3.2.21.1]. Нетрудно убедиться расчетом, что в максимальном режиме (при работе $N_{цепей}$ КЛ) остаточное напряжение на шинах ПС меньше, следовательно, коэффициент чувствительности будет ещё больше.

Таблица 56 – Уставки ТН 10 кВ

Уставка	Значение	Описание
$U_{с.з}, В$	66	Напряжение срабатывания
$U_2, В$	85	Минимальное напряжение шин

11.6.3 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю

Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ в соответствии с [20] $U_{ОЗЗРН1} = 5$ В, с допустимым диапазоном 1 – 100 В.

Время срабатывания 1 ступени УКИ в соответствии с [20] $t_{ОЗЗРН1} = 10$ с, с допустимым диапазоном 0,02 – 10 с.

11.6.4 ЗМН

ЗМН выполнена двухступенчатой. Первая ступень используется для отключения ВВ секции шин 10 кВ при исчезновении напряжения с запуском АВР СВ. Вторая используется для отключения части ЭД секции, с целью облегчения самозапуска оставшихся включенными ЭД.

1) 1 ступень ЗМН

Напряжение срабатывания (вторичное), рекомендуемое $U_{ЗМН.РН1} = 70$ В, допустимый диапазон 20 – 100 В.

Выдержка времени первой ступени:

$$t_{3МНТ1} = t_{\text{макс. рз}} + \Delta t, \quad (155)$$

где $t_{\text{макс. рз}}$ - наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания; Δt - ступень селективности.

Определим ступень селективности, между ОВ 1 ст. ЗМН и МТЗ Т:

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_{\text{отк. в. т}} + 2 \cdot t_{\text{погреш. ов}} + t_{\text{возвр. ио. т}} + t_{\text{зап}} \\ &= 0,055 + 0,052 + 0,058 + 0,04 + 0,1 = 0,305 \text{ с}, \end{aligned} \quad (156)$$

где $t_{\text{отк. в. т}} = 0,055$ с – полное время отключения выключателя ВН Т [для ВЭБ-УЭТМ-110]; $t_{\text{погреш. ов. т}} = 0,052$ с (2% от 2,6 с - погрешность МТЗ Т) [РЭ]; $t_{\text{погреш. ов. змн}} = 0,058$ с (2% от 2,9 с - погрешность МТЗ ЗМН (итерационный метод)) [общее РЭ]; $t_{\text{возвр. ио. т}} = 0,04$ с - время возврата ИО напряжения ЗМН [общее РЭ]; $t_{\text{зап}} = 0,1$ с - время запаса [8].

Тогда выдержка времени первой ступени равна:

$$t_{3МНТ1} = 1,239 + 0,305 = 1,544$$

2) 2 ступень ЗМН

Напряжение срабатывания 2 ступени $U_{3МН.рн2} = 50$ В при диапазоне 5...100 В, а время срабатывания $t_{3МН.2} = 5$ с при диапазоне 0,2...100 с.

11.7 Трансформатор 110/10 кВ

11.7.1 Нормативные требования

В таблице 45 приведены защиты предусматриваемые по п. 3.2.51 [1] для трансформаторов 110/10 кВ.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		123

Таблица 57 – Виды РЗА трансформатора 110/10 кВ

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита трансформатора характеристикой торможения	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых КЗ
Газовая защита	От понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3 релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	Как для ВН
Защита от перегрузки	От токов перегрузки с независимой выдержкой времени и действием на сигнал
Автоматика регулирования РПН	Регулирует коэффициент трансформации
Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
УРОВ	Каждого из выключателей ВН

11.7.2 Выбор типоразмера

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на трансформатор 110/10 кВ установим терминал ШЭ2607 041073 [21]. Данный терминал выполняет все необходимые функции, представленные в таблице 6.7.

11.7.3 Расчет уставок

1) ДЗТ

Первичный номинальный ток ВН:

$$I_{\text{ном. т. ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.} \quad (157)$$

Первичный номинальный ток НН:

$$I_{\text{ном. т. НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2101 \text{ А.} \quad (158)$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН:

$$I_{1. \text{ ном. тт. вн}} \geq \frac{K_{\text{п}} \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. т. вн}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А.} \quad (159)$$

Выбираем ТТ ТОГФ-110УХЛ 1 фирмы производителя «ЗЭТО» с $n_{\text{T}}=600/5$.

Выбираем ТТ ТШЛ-10 фирмы производителя ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» с $n_{\text{T}}=5500/5$.

Определим вторичные токи срабатывания для стороны ВН:

$$I_{\text{ном. т. в. ВН}} = \frac{I_{\text{ном. т. ВН}} \cdot k_{\text{сх. тт}}}{K_{\text{i}}} = \frac{201 \cdot 5 \cdot 1}{200} = 5 \text{ А.} \quad (160)$$

Определим вторичные токи срабатывания для стороны НН:

$$I_{\text{ном. т. в. НН}} = \frac{I_{\text{ном. т. НН}} \cdot k_{\text{сх. тт}}}{K_{\text{i}}} = \frac{2101 \cdot 5 \cdot 1}{1200} = 8,75 \text{ А.} \quad (161)$$

Таблица 58 - Уставки

Уставка	ВН	НН
$I_{\text{ном. вн, А}}$	201	2101
n_{T}	$\frac{600}{5}$	$\frac{5500}{5}$
$I_{\text{ном. вт, А}}$	5	8,75

Найдем коэффициенты уравнивания:

$$K_i = \frac{I_{\text{НОМ. Т. В. ВН}}}{I_{\text{НОМ. Т. В. НН}}} = \frac{5}{8,75} = 0,57 \quad (162)$$

$$K_{\text{ур. ВН}} = \frac{200}{201} = 0,99$$

$$K_{\text{ур. НН}} = \frac{1200}{1180} = 1,02.$$

Уставка тока начала торможения:

$$I_{\text{торм. нач}} = 0,6 \cdot I_{\text{НОМ. Т. В. ВН}} = 0,6 \cdot 201 = 120,6 \quad (163)$$

Ток небаланса из-за наличия РПН:

$$\begin{aligned} I_{\text{нб. нач. торм}} &= (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{тр}}) \cdot I_{\text{ВН. расч}} \\ &= (1,1 \cdot 0,1 \cdot 1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 201 = 54,27 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (164)$$

где $k_{\text{ПЕР}}=1,1$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока; $k_{\text{ОДН}} = 1$ – коэффициент, учитывающий различие характеристик ТТ на сторонах ВН и НН; $\varepsilon = 0,1$ – относительная погрешность ТТ; $I_{\text{ВН.РАСЧ}}=80,3$ – первичный ток на стороне ВН трансформатора; $\Delta U=0,16$ – половина диапазона регулирования РПН; $k_{\text{ТР}}=1$ – коэффициент токораспределения.

Минимальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ср. мин}}(1) \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб. нач. торм}} = 1,1 \cdot 54,27 = 59,6 \text{ о. е.} \quad (165)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемым равным 1,1.

Проверка недействия ДЗТ при броске тока намагничивания:

$$I_{\text{ср. мин}}(2) \geq 0,3 \cdot I_{\text{НОМ. Т. В. ВН}} = 0,3 \cdot 201 = 60,3 \text{ о. е.} \quad (166)$$

Окончательно принимаем $I_{\text{ср. мин}} = 60,3$ о.е.

Определяем максимальный ток 3-х фазного КЗ при повреждении за ТТ на стороне НН, приведенный к стороне ВН:

$$I_{\text{кз. макс о. е}} = \frac{I_{\text{кз. макс}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{1345}{5} = 269 \text{ о. е.} \quad (167)$$

Определение максимального тока небаланса при максимальном внешнем КЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{нб. макс}} &= (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{тр}}) \cdot I_{\text{кз. макс о. е}} \\ &= (1,1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 269 = 73,63 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (168)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		126

Определение тока срабатывания при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{ср. макс} = k_{отс} \cdot I_{нб. макс} = 1,5 \cdot 73,63 = 108,9 \text{ о. е.} \quad (169)$$

Вычисление коэффициента торможения k_T :

$$k_T = \frac{I_{ср. макс} - I_{ср. мин}}{I_{внеш. макс} - I_{торм. нач}} = \frac{108,9 - 60}{269 - 31,356} = 0,2(10^\circ). \quad (170)$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки (второй, грубой ступени ДЗТ):

$$I_{ср. диф. отс} = 9 \text{ о. е.}$$

Для повышения чувствительности ДЗТ применяют торможение. Фактически это означает применение ПО тока с автоматически изменяемым током срабатывания.

Ток срабатывания зависит от ток в тормозной обмотке, которую, для максимальной эффективности подключают к стороне НН. При отсутствии тока в тормозной обмотке, реле срабатывает при минимальном токе $I_{с. 0}$ КА, при наличии тока в тормозной обмотке, ток срабатывания пропорционально увеличивается.

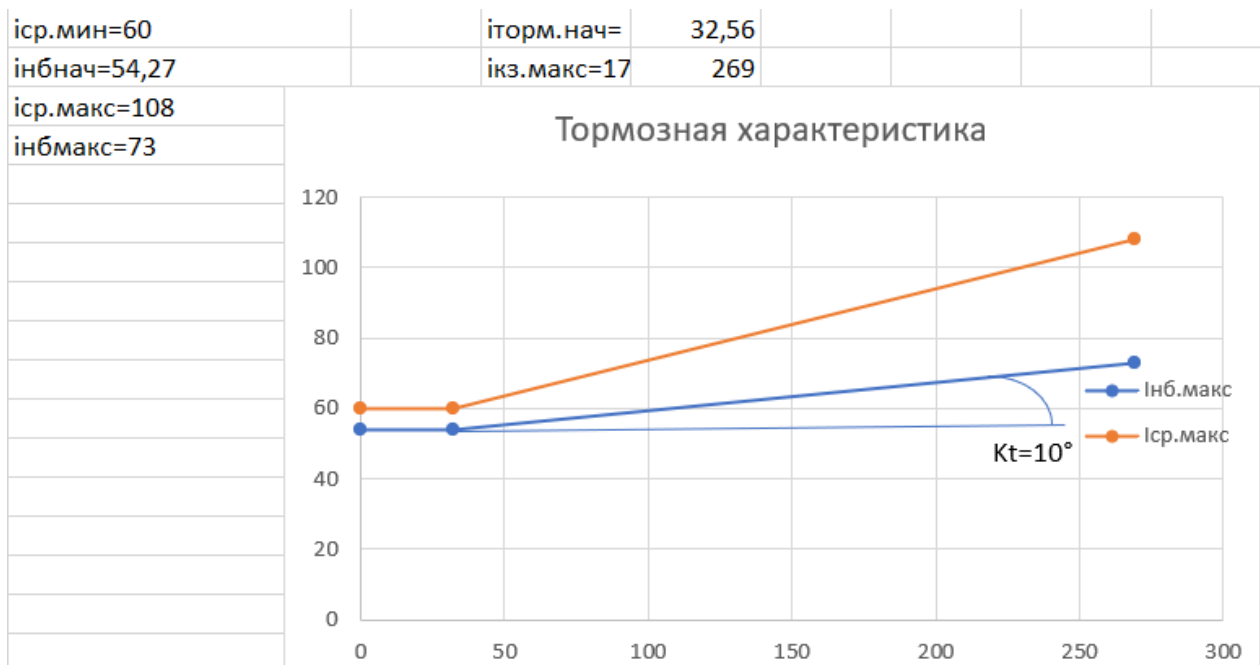


Рисунок 17 –Тормозная характеристика ДЗТ

В последние годы с появлением интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА и началом внедрения технологии адаптивных защит появились новые алгоритмы повышения чувствительности ДЗТ. Например,

измеряя фактический коэффициент трансформации силового трансформатора можно пересчитывать значения параметров ДЗТ, добиваясь максимально возможной эффективности для текущего режима работы оборудования.

2) МТЗ

Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ. Т}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб. макс. Т}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 117,57 = 204,2 \text{ А.} \quad (171)$$

Чувствительность МТЗ при 2-х фазном КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2мин}}}{I_{\text{МТЗ. Т}}} \cdot k_{\text{от. ч. сч}} = \frac{5512}{204,2} \cdot 1 = 27. \quad (172)$$

Пуск по напряжению не требуется.

Выдержка времени МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,82 + 0,22 = 1,04 \text{ с.}$$

Приведем уставки МТЗ трансформатора 110/10 кВ.

Таблица 59 – Значения при МТЗ

Уставки	Значение
$I_{\text{МТЗ.Т}}, \text{ А}$	204,2
$k_{\text{ч}}$	27
$t_{\text{МТЗ.Т}}, \text{ с}$	1,04

3) Защита от перегрузок

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{зпвн}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 201 = 222 \text{ А;}$$

$$I_{\text{зпнн}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2101 = 2322 \text{ А.}$$

4) УРОВ

Время срабатывания УРОВ принимается равным 0,4 с в соответствии с [28].

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot 201 = 10,05 \text{ А}$$

11.8 Воздушная линия 110 кВ

11.8.1 Нормативные требования

В таблице 60 приведены виды РЗА, которые должны быть предусмотрены для ВЛ 110 кВ к тупиковой подстанции, в соответствии с [2].

Таблица 60 – Виды РЗА ВЛ 110 кВ

Вид РЗА	Примечание
2 комплекта КСЗ	2 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 3 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
АПВ	Двукратное, без проверки синхронизма
УРОВ	Для каждого выключателя
Дополнительная защита	
ТО	Без выдержки времени

Тупиковая линия 110 кВ защищается со стороны питания, комплект защит установлен на существующей ПС

11.8.2 Выбор типоразмера

В соответствии с необходимыми функциями РЗА на ВЛ 110 кВ установим терминал ШЭ2607 011021 [21]. Данный терминал выполняет все необходимые функции.

11.8.3 Расчет уставок

Дистанционная защита линии.

Коэффициент β , обусловленный погрешностями ТТ и ТН принимаем равным 0,05, коэффициент δ принимаем равным 0,1. Общая погрешность определения составит

$$\frac{1}{1 + \beta + \delta} = \frac{1}{1 + 0,05 + 0,1} = 0,87 \quad (173)$$

Активное сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$R_{л1} = r_0 \cdot L_w = 0,429 \cdot 30 = 12,87 \text{ Ом.} \quad (174)$$

Индуктивная составляющая сопротивления ВЛ 110 кВ:

$$X_{л1} = x_0 \cdot L_w = 0,432 \cdot 30 = 12,96 \text{ Ом.} \quad (175)$$

Полное сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$Z_{л1} = \sqrt{R_{л1}^2 + X_{л1}^2} = \sqrt{12,87^2 + 12,96^2} = 18,22 \text{ Ом.} \quad (176)$$

Угол ВЛ 110 кВ:

$$\varphi_{л1} = \arctan\left(\frac{X_{л1}}{R_{л1}}\right) = \arctan\left(\frac{12,96}{12,87}\right) = 45^\circ. \quad (177)$$

Полное сопротивление трансформатора Т1:

$$Z_{тр1} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{т. ном. вн}^2}{S_{т. ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,7 \text{ Ом,} \quad (178)$$

где $u_k=10,5$ – напряжение короткого замыкания; $U_{т. ном. вн}=110$ кВ – напряжение стороны ВН.

Активная составляющая сопротивления трансформатора:

$$R_{тр1} = \frac{\Delta P_k \cdot 10^{-3} \cdot U_{т. ном. вн}^2}{S_{т. ном}^2} = \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{40^2} = 0,7 \text{ Ом.} \quad (179)$$

где $\Delta P_k=85$ кВт – потери короткого замыкания.

Индуктивная составляющая сопротивления трансформатора Т1:

$$X_{тр1} = \sqrt{Z_{тр1}^2 - R_{тр1}^2} = \sqrt{34,7^2 + 0,7^2} = 76,8 \text{ Ом.} \quad (180)$$

Угол трансформатора:

$$\varphi_{тр1} = \arctan\left(\frac{X_{тр1}}{R_{тр1}}\right) = \arctan\left(\frac{76,8}{0,7}\right) = 89^\circ. \quad (181)$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности первой ступени:

$$\frac{Z_{тр1}}{Z_{л1}} = \frac{34,7}{18,2} = 1,9 \geq 0,47 \quad (182)$$

Значение получилось больше нормативного 0,47, следовательно обеспечивается селективность первой ступени.

Суммарное сопротивление ВЛ 110 кВ и трансформатора:

$$\begin{aligned} Z_{л1} + Z_{тр1} &= (R_{л1} + jX_{л1}) + (R_{тр1} + jX_{тр1}) \\ &= (12,87 + j12,96) + (0,7 + j76,8) = (13,57 + j89,76) \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Модуль комплексного сопротивления:

$$|Z_{л1} + Z_{тр1}| = \sqrt{13,57^2 + 89,76^2} = 90,7 \text{ Ом.} \quad (183)$$

Угол суммарного сопротивления ВЛ 110 кВ и трансформатора:

$$\varphi(z_{л1} + z_{тр1}) = \arctan\left(\frac{100}{17,1}\right) = 79^\circ. \quad (184)$$

Полное сопротивление срабатывания первой ступени:

$$Z_{сз1} = \frac{Z_{л1} + Z_{тр1}}{1 + \beta + \delta} = \frac{1}{1 + \beta + \delta} \cdot |Z_{л1} + Z_{тр1}| = 0,87 \cdot 103,7 = 104,57 \quad (185)$$

Угол максимальной чувствительности первой ступени:

$$\varphi_{зсз1} = \varphi(z_{л1} + z_{тр1}) = 79^\circ. \quad (186)$$

Падение напряжения на дуге определяется по выражению:

$$\Delta U_{д} = 2,5 \cdot l = 2,5 \cdot 5 = 12,5 \text{ кВ} \quad (187)$$

где l - длина дуги (м), с учетом её раздувания за время действия РЗ. Так как первая ступень ДЗ - быстродействующая, длина дуги не превысит междуфазного расстояния, по данным справочника Файбисовича для 110 кВ - 5,0 м, 2,5 - переводной коэффициент кВ/м, по МУ ФСК.

Ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы.

$$I_{кз. \text{ мин. в}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз. \text{ мин. в}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,238 = 3,6 \text{ кА.} \quad (188)$$

Максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{д. \text{ макс}} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз. \text{ мин. в}}} = \frac{12,5}{3,6} = 3,47 \text{ Ом.} \quad (189)$$

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		131

Минимальное значение сопротивления в месте установки ДЗ в условиях самозапуска ЭД может быть определено по выражению:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб. макс}}} = \frac{88}{\sqrt{3} \cdot 2,52 \cdot 0,059} = 342 \text{ Ом}, \quad (190)$$

где $U_{\text{мин}}$ - минимальное значение напряжения в месте установки ДЗ в условиях самозапуска ЭД, может быть принято 0,8–0,9 $U_{\text{ном}}$, т. е. $U_{\text{мин}} = 0,8 \cdot U_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ}$; $k_{\text{самозап}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, для тупиковой ВЛ определяется расчетом по известной нагрузке ПС, для ВЛ с двусторонним питанием может приниматься равным 1,5–2,0; $I_{\text{раб. макс}}$ - максимальное значение рабочего тока ВЛ, для тупиковой ВЛ по мощности трансформатора с учетом 40% перегрузки, было рассчитано в п. 5.3.1.

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{сзз}} = \frac{Z_{\text{самозап}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{зсз}} - \varphi_{\text{раб}})} = \frac{342}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(79^\circ - 45^\circ)} = 327,4 \text{ Ом}, \quad (191)$$

Коэффициент трансформации силового трансформатора:

$$K_{\text{т. 12}} = \frac{U_{\text{т12. ном. вн}}}{U_{\text{т12. ном. нн}}} = \frac{115}{11} = 10,5. \quad (192)$$

Сопротивления КЛ, приведенные к стороне 110 кВ:

$$R_{\text{кл. вн}} = r_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot K^2_{\text{т12}} = 0,32 \cdot 1,3 \cdot 10,5^2 = 45,8 \text{ Ом} \quad (193)$$

$$X_{\text{кл. вн}} = x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot K^2_{\text{т12}} = 0,057 \cdot 1,3 \cdot 10,5^2 = 8,15 \text{ Ом} \quad (194)$$

$$Z_{\text{кл. вн}} = \sqrt{R^2_{\text{кл. вн}} + X^2_{\text{кл. вн}}} = \sqrt{45,8^2 + 8,15^2} = 46,54 \text{ Ом} \quad (195)$$

$$\varphi_{\text{кл}} = \arctan\left(\frac{X_{\text{кл}}}{R_{\text{кл}}}\right) = \arctan\left(\frac{8,15}{45,8}\right) = 9,64^\circ. \quad (196)$$

Сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенные к стороне 110 кВ:

$$X_{\text{тз}} = \frac{u_{\text{к. тз}}}{100} \cdot \frac{U^2_{\text{тз. ном. вн}}}{S_{\text{тз. ном}}} \cdot K^2_{\text{т1.2}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1} \cdot 10,5^2 = 668 \text{ Ом}; \quad (197)$$

$$R_{ТЗ} = \frac{U^2_{ТЗ.НОМ.ВН} \cdot \Delta P_{.К.ТЗ} \cdot 10^{-3}}{S^2_{ТЗ.НОМ}} \cdot K^2_{Т1.2} = \frac{12,2 \cdot 10^{-3}}{1^2} \cdot 10,5^2 = 268 \text{ Ом}; \quad (198)$$

$$Z_{ТЗ} = \sqrt{R^2_{ТЗ} + X^2_{ТЗ}} = \sqrt{268^2 + 668^2} = 719 \text{ Ом}; \quad (199)$$

$$\varphi_{ТЗ} = \arctan\left(\frac{X_{ТЗ}}{R_{ТЗ}}\right) = \arctan\left(\frac{668}{268}\right) = 68^\circ. \quad (200)$$

Ток двухфазного КЗ за трансформатором в минимальном режиме работы:

$$I_{КЗ.МИН.С}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН.С}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,434 = 12,48 \text{ кА}. \quad (201)$$

Максимальное возможное сопротивление дуги:

$$r_{д. макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{КЗ.МИН.С}^{(2)}} = \frac{1,25}{12,48} = 0,1 \text{ Ом}. \quad (202)$$

Сопротивление дуги, приведенное к стороне 110 кВ:

$$r_{д. макс. ВН} = r_{д. макс} \cdot K_{Т12} = 0,1 \cdot 10,5^2 = 11 \text{ Ом}. \quad (203)$$

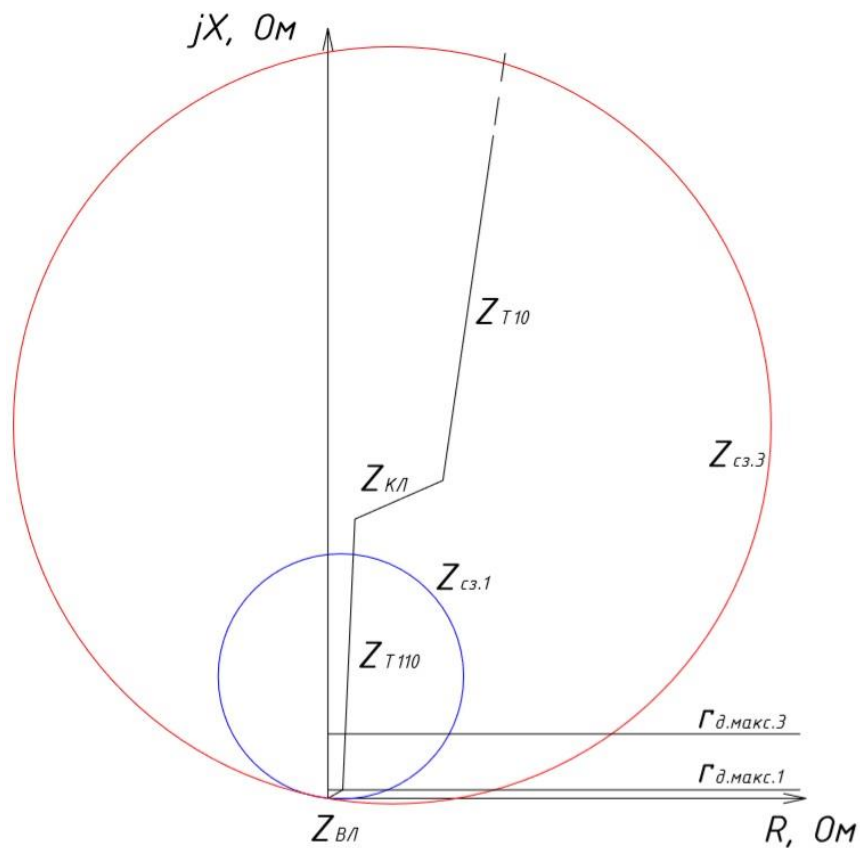


Рисунок 18 – Характеристики ДЗ

12 ПРОВЕРКА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Сопротивление нагрузки на ТТ:

$$Z_{н.тт} = Z_p + 2 \cdot Z_{п} + Z_k, \quad (204)$$

где Z_p – сопротивление присоединяемых УРЗА:

$$Z_{p(1)} = 0,008 \text{ Ом} \text{ – для обмотки } 10P(1);$$

$$Z_{p(2)} = 0,020 \text{ Ом} \text{ – для обмотки } 10P(2);$$

$Z_{п}$ – сопротивление соединительного провода:

$$Z_{п(1)} = 0,042 \text{ Ом} \text{ – для обмотки } 10P(1);$$

$$Z_{п(2)} = 0,7 \text{ Ом} \text{ – для обмотки } 10P(2);$$

$Z_k = 0,05 \text{ Ом}$ – сопротивление переходных контактных соединений.

$$Z_{н.тт1} = 0,008 + 2 \cdot 0,042 + 0,05 = 0,142 \text{ Ом};$$

$$Z_{н.тт2} = 0,02 + 2 \cdot 0,7 + 0,05 = 1,7 \text{ Ом}.$$

Максимальная кратность тока для ТТ в месте установки:

$$kr. макс = \frac{I_{кз. макс. нн. пс}}{I_{1. ном. тт}} = \frac{8400}{1000} = 8,4. \quad (205)$$

Для кратности 6,4 допустимая нагрузка составит:

$$Z_{доп. тт(кр. макс)} = \frac{Z_{ном. тт}}{kr. макс} \cdot Z_{ном. тт} = \frac{20}{6,4} \cdot 0,6 = 1,875 \text{ Ом}. \quad (206)$$

Таким образом ТТ будет работать в заявленном классе точности.

13 РЕАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

«ЗАГАЙНОВО»

Для выяснения этого вопроса обратимся к положению ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»

13.1 Общие требования

Отличительными характеристиками цифровой подстанции (ЦПС) являются: наличие интеллектуальных электронных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею.

Создание именно цифровой подстанции «Загайново», поможет нам достичь таких целей как:

- сокращение кабельного хозяйства;
- сокращение сроков проектирования, монтажа, наладки оборудования подстанции;
- обеспечение наблюдаемости параметров функционирования ЛЭП, оборудования и устройств подстанции;
- унификация механизмов конфигурирования подстанции;
- формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики;
- переход к необслуживаемым подстанциям.

Также, при проектировании нашей цифровой подстанции должно быть предусмотрено:

-Применение подходов цифрового проектирования на базе цифровых моделей с поддержкой единой информационной модели сети.

-Применение корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «Россети» в целях типизации технических решений, использующих стандарт МЭК 61850 в части реализации различных функций интеллектуальных электронных устройств, обмена и передачи информации между ними.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		135

Так как мы выбирали новые устройства РЗА для подстанции «Загайново» то поддержка протокола МЭК 61850-8-1 у каждого из них присутствует.

13.2 Критерии к ЦПС «Загайново»

ЦПС «Загайново» должна соответствовать следующим критериям:

- дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы оборудования и систем;
- обеспечение дистанционного управления оборудованием и системами для эксплуатации ПС;
- высокий уровень автоматизации управления оборудованием и системами с применением автоматизированных систем управления;
- дистанционная управляемость всеми технологическими процессами в режиме единого времени;
- цифровой обмен данными между всеми технологическими системами в едином формате;
- функциональная и информационная безопасность при цифровизации технологических процессов

13.3 Выбор архитектуры для ЦПС «Загайново»

При новом строительстве ЦПС должна применяться Архитектура II типа (по пункту 2.2.3.2.)

Архитектура II предполагает применение протокола MMS для интеграции устройств РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, а также использование протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и КП), а также для передачи сигналов между устройствами защиты и автоматики и преобразователями дискретных сигналов, установленными в ШПДС. Применение протокола Sampled Values в данной архитектуре не предусматривается. Таким образом, вторая архитектура предполагает применение ШПДС. Применение протокола GOOSE на объектах архитектуры II для передачи данных между ШПДС и ШЭТ, а также между разными ШЭТ накладывает дополнительные требования на организацию ЛВС объекта и соблюдение требований корпоративного профиля стандарта МЭК 61850

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		136

ПАО «ФСК ЕЭС» при задании параметров для соответствующих GOOSE-сообщений.

Все особенности реализации Архитектуры II в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 приведены в Таблице 61.

Таблица 61. Особенности реализации архитектуры II

Технические средства	Архитектура II
Использование протокола MMS	Да
Использование протокола GOOSE	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Да
Использование ШПДС	Да
Использование ШПАС	Нет
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет

Для реализации архитектуры II нам понадобится установить шкаф преобразователей дискретных сигналов (ШПДС).

13.4 Выбор ШПДС

Обратимся к документу “СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС» техническим требованиям к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС”

Настоящий стандарт организации устанавливает нормы и требования к аппаратно-программным средствам ЦПС и силовому электротехническому оборудованию в части его интеграции в коммуникационную среду ЦПС на основе протоколов группы стандартов МЭК 61850, корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» и Типовой проектной документация на шкафы АСУ ТП .

Структура управляющей системы ЦПС, состоит из пяти подсистем как показано в Таблице 62.

Таблица 62 Структура управляющей системы ЦПС

Наименование подсистемы	Состав подсистемы
1. Измерительная	ЭТТ, ЭТН, ТТ, ШПАС ТТ, ТН, ШПАС ТН, ОН, ШПАС ОН, ШИП, измерительные датчики технологических параметров
2. Сбора дискретной информации и выдачи управляющих воздействий	ШПДС
3. Коммуникационная	Коммутаторы, кросс-панели, структурированные кабельные системы
4. Организации единого времени	Серверы времени, активные спутниковые антенны
5. Управляющая и обработки информации	РЗА, ПА, КП, АСУ ТП (коммуникационные и файловые серверы)

Измерительная подсистема требует метрологического обеспечения в виде первичной аттестации и периодического контроля целостности ПО либо периодической поверки/калибровки, а также проверки качества в рамках корпоративной процедуры ПАО «ФСК ЕЭС». Оборудование остальных подсистем требует только проверки качества в рамках корпоративной процедуры ПАО «ФСК ЕЭС».

13.4.1 Требования устойчивости к климатическим воздействиям

ШПДС

Для шкафов ЦПС наружного исполнения (ШПАС, ШПДС, ЭТТ, ЭТН), категория размещения 1 по ГОСТ 15150, требования устойчивости к климатическим воздействиям в процессе функционирования приведены в Таблице 63.

Таблица 63. Требования устойчивости к климатическим воздействиям

Наименование показателя	Значение
6. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ; О
7. Верхнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	
- исполнение УХЛ 1	+ 45
- исполнение О 1	+60
8. Нижнее предельное рабочее значение температуры воздуха, °С	- 70
Верхнее значение относительной влажности	100 % при 25 °С
- исполнение УХЛ 1	100 % при 35 °С
- исполнение О 1	

13.4.2 Требования по установке ШПДС

В шкафах преобразования дискретных сигналов (ШПДС) устанавливаются устройства преобразования дискретных сигналов (ПДС). ПДС предназначены для преобразования дискретных сигналов положений коммутационных аппаратов в цифровую форму и последующей передачи посредством протокола GOOSE устройствам РЗА и АСУ ТП и преобразования GOOSE-сообщений, получаемых от устройств среднего уровня РЗА и АСУ ТП, в дискретные сигналы для выдачи команд на исполнительные механизмы коммутационных аппаратов.

1. Шкафы преобразования дискретных сигналов (ШПДС) размещаются в непосредственной близости от первичного оборудования, являющегося

источниками и приёмниками первичных сигналов, с целью минимизации протяженности контрольных цепей и количества клеммных соединений.

2. ПДС, устанавливаемые внутри ШПДС, подключаются к аппаратам таким образом, чтобы исключить отказ работоспособности функций управления силовым выключателем ввиду выхода из строя одного из устройств ПДС при условии работоспособности резервирующих устройств.

3. По типам в соответствии с классификацией СТО на типовые шкафы ПАО «ФСК ЕЭС» ШПДС подразделяются на две группы: – ШДПС для коммутационного оборудования (серия ШПДС-х-х-х); – ШПДС для маслонаполненного оборудования (серия ШПДС МО).

4. ШПДС может применяться для сбора сигнализации и управления: – выключателем с трёхфазным или пофазным приводом; 19 – одним разъединителем с двумя заземляющими ножами — всего тремя коммутационными аппаратами, не включая выключателя; – двумя разъединителями, оснащёнными двумя заземляющими ножами каждый — всего шестью коммутационными аппаратами, не включая выключателя; – разъединители могут быть как с трехфазным приводом, так и с пофазным.

5. Выбор ШПДС из перечня типовых вариантов осуществляется исходя из схемы электрической принципиальной и состава аппаратов на присоединении.

13.4.3 Варианты исполнений ШПДС применяемые в ЦПС «Загайново»

1. Исполнение ШПДС-0-0-3 предназначено для контроля 3 (трех) трехфазных аппаратов с пофазным приводом, например, сборки из 1 (одного) разъединителя и 2 (двух) заземляющих ножей. Общее количество фаз аппаратов, контролируемых ШПДС-0-0-3 составляет 9 (девять).

2. Исполнение ШПДС-0-3-0 предназначено для контроля 3 (трех) коммутационных аппаратов с трехфазным приводом, например, сборки из 1 (одного) разъединителя и 2 (двух) заземляющих ножей.

3. Исполнение ШПДС-1-0-3 предназначено для контроля одного силового выключателя с трехфазным приводом и 3 (трех) трехфазных аппаратов с

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		140

пофазным приводом, например, сборки из 1 (одного) силового выключателя, 1 (одного) разъединителя и 2 (двух) заземляющих ножей.

Таким образом выбираем три исполнения на соответствующее оборудование:
ШПДС-0-0-3 , ШПДС-0-3-0 , ШПДС-1-0-3.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		141

14 ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ

В 2017 году на Петербургском международном экономическом форуме президент Владимир Путин призвал сформировать принципиально новую, гибкую нормативную базу для внедрения цифровых технологий во все сферы жизни. Конечно же, указанное коснулось и сферы электроэнергетики. На сегодня со стороны компании ПАО «Россети» принята новая НТД, сформирована концепция «Цифровая трансформация 2030». Появились такие понятия как «Цифровая подстанция», «Цифровой питающий центр», «Цифровая электрическая сеть». Давайте разберемся с основными требованиями к таким объектам и рассмотрим примеры реализации.

Это подстанция, оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. Внедрение МЭК 61850 дает возможность связать всё технологическое оборудование подстанции единой информационной сетью, по которой передаются не только данные от измерительных устройств к терминалам РЗА, но и сигналы управления.

Стандарт МЭК 61850 очень хорошо известен на подстанциях с классом питающего напряжения 110кВ и выше, мы предлагаем решение по применению данного стандарта в классах 35кВ, 10кВ и 6кВ.

14.1 Задачи

- Сокращение времени проектирования на 25%

Типизация схемных и функциональных решений. Сокращение числа функциональных цепей, клеммных рядов в релейных отсеках ячеек.

- Сокращение объема монтажных и наладочных работ на 50%

Применяется решение высокой заводской готовности. На заводе производится монтаж оборудования КРУ по главным и вспомогательным цепям. Прокладываются межшкафные связи систем оперативного тока, монтируются системы АСУ ТП, АСКУЭ. Осуществляется параметрирование, конфигурирование и тестирование систем РЗА.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		142

- Сокращение затрат на обслуживание на 15%

Переход от проведения планового технического обслуживания по времени к обслуживанию по состоянию оборудования за счет On-line диагностики состояния оборудования. Тем самым снижается количество выездов работников для проведения регламентных работ.

- 100% оперативных переключений производится дистанционно с видеоконтролем операций

Простая интеграция всех систем в единое цифровое пространство позволяет управлять подстанцией безопасно и оперативно, а также встраивать в систему АСУ ТП других уровней.

14.2 Способ работы

Шкафы КРУ оснащены микропроцессорными терминалами защиты и автоматики, а также аналого-цифровыми преобразователями. Преобразования аналоговых сигналов в цифровые не выходят за пределы одного шкафа КРУ. Для работы защит УРОВ, ЗМН, АВР, ЛЗШ, дуговой защиты, ДЗТ, ОБР необходимо наличие межтерминальной связи. Благодаря применению протокола МЭК 61850 все сигналы между терминалами передаются по одному оптическому кабелю или одному кабелю Ethernet. Таким образом, обмен между шкафами осуществляется только по цифровому каналу, который исключает необходимость в традиционных цепях, соединяющих шкафы. Использование оптического кабеля или кабеля Ethernet вместо обычных сигнальных кабелей снижает длительность и стоимость простоя подстанций в процессе реконструкции вторичного оборудования и создает возможность для легкой и быстрой переконфигурации системы РЗА.

Большая часть дискретных сигналов, передаваемых между устройствами РЗА, прямо влияет на скорость ликвидации аварийного режима, поэтому передача сигнала осуществляется при помощи прокола МЭК 61850-8.2.

(GOOSE), который отличается высоким быстродействием. Время передачи одного пакета данных GOOSE сообщения не превышает 0,001 секунды.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		143

Передача измерений и дискретных сигналов от устройств РЗА в систему АСУ ТП производится по протоколу MMS (с использованием сервисов буферизированных и небуферизированных отчетов). При работе систем теле-сигнализации и телеизмерения происходит передача большого объема данных. Для снижения нагрузки на информационную сеть используется протокол MMS, который характеризуется компактностью передаваемой информации.

Протокол передачи данных МЭК 61850 обеспечивает возможность самодиагностики оборудования и всех систем, установленных на подстанции, в режиме реального времени. В случае выявления отклонений от нормального режима работы, системой автоматически задействуется резервная схема, а оперативному персоналу выдается соответствующее сообщение. Система анализирует полученные данные и формирует рекомендации по техническому обслуживанию оборудования, что позволяет изменить принцип работы с регулярных плановых профилактических работ на работу по факту появления неисправностей. Данный принцип работы дает возможность снизить затраты на персонал по содержанию оборудования. Благодаря протоколу МЭК 61850 со стандартизированным интерфейсом при проектировании подстанции возможно применение оборудования любых производителей, поддерживающих данный протокол. ЦПС имеет возможность легко интегрироваться в систему АСУ ТП верхнего уровня.

В цифровой подстанции ЭТЗ Вектор реализовано полное телеуправление всеми коммутационными аппаратами присоединений: выключателем, выкатным элементом, заземлителем. Таким образом, полное управление подстанцией осуществляется удаленно, что существенно повышает безопасность персонала.

Сбор информации со всей подстанции и управление коммутационными аппаратами в режиме реального времени осуществляется при помощи Scada-системы, которая входит в базовую комплектацию всех цифровых подстанций ЭТЗ Вектора. Предусматривается наличие автоматизированного рабочего места для оперативного персонала на подстанции и\или в диспетчерском пункте.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		144

Scada-система позволяет визуализировать сигналы и события, происходящие на подстанции, и предоставляет подробную информацию о сигнале тревоги или событии в графическом отображении. Дополнительно одной из функций Scada-системы является трансляция видеоизображения с камер, установленных в отсеках ячеек, что позволяет следить за состоянием коммутационных аппаратов.

Scada- система легко интегрируется с любыми программными системами верхнего уровня, поэтому не составит труда включить подстанцию в единое цифровое пространство энергорайона.

Для разделения доступа персонала и специалистов разных служб к функциональным блокам системы существует разноуровневое разграничение с индивидуальными паролями для входа. Помимо вышеописанных функций Scada-система выполняет роль, аналогичную роли бортовых самописцев, установленных на самолетах, так называемых «черных ящиков». Вся записанная информация сохраняется в виде соответствующих журналов. Журнал аварий, в котором хранится информация об аварийных и оперативных переключениях, при этом указывается источник события, например панель шкафа КРУ, короткое замыкание и т. п. Журнал неисправностей, который содержит информацию о текущих неисправностях и неисправностях, которые были в прошлом и устранены. Журнал аварий содержит информацию по каждому аварийному отключению. В нем можно отследить состояние каждого элемента РЗА, определить, от какой защиты и с каким временем произошло отключение. Журнал нагрузок содержит информацию о характере изменений измеряемых параметров (I, U, P, Q) за определенный период. Журнал изменений содержит информацию изменений настроек. Интерфейс системы является интуитивно понятным и не требует специализированных навыков.

Цифровые подстанции поставляются с установленными системами собственных нужд. Все они управляются при помощи промышленного контроллера со встроенными функциями свободного программирования по принципу

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		145

«умный дом». Данный принцип направлен прежде всего на увеличение энергоэффективности систем собственных нужд.

В подстанции всегда поддерживаются оптимальные показатели микроклимата. Они определяются исходя из условий присутствия персонала на подстанции и температуры окружающего воздуха. Для этого в подстанции установлено более двух десятков датчиков, обслуживающих все системы собственных нужд. Освещение выполнено с применением современных светодиодных светильников, которые отличаются высокой надежностью, большим сроком службы и низким энергопотреблением. Экономия электроэнергии достигает 3 крат по сравнению с люминесцентными, натриевыми, ртутными, галогеновыми и другими газоразрядными светильниками. Функции по отоплению подстанции выполняют инфракрасные обогреватели. При проектировании подстанций выбор в пользу применения инфракрасных обогревателей объясняется их безопасностью в эксплуатации, а также их экономичностью.

Толщина теплоизоляции стен модуля достигает 150 мм, а характерной особенностью самого модуля является отсутствие «мостов холода» — металлических соединений между внутренней и внешней оболочками.

Применяемые в модулях СКР-технологии позволили снизить затраты систем собственных нужд на электроэнергию более чем 2 раза. Благодаря этому мощность трансформаторов собственных нужд в составе модуля СКР не превышает 25 кВА. Все системы уже преднастроены и готовы к работе в автоматическом режиме. У вас же остается выбор либо довериться автоматике, либо изменить настройки работы систем при помощи интуитивно понятного интерфейса. Для систем собственных нужд также предусмотрена самодиагностика, которая позволяет не отвлекать ресурсы на обслуживание и поддержание в исправном состоянии оборудования.

14.3 Дифференциальная защита трансформатора

1. Подключение к общей шине процесса
2. Короткие токовые цепи

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		146

3. Диагностика наличия канала связи
4. Контроль целостности данных
5. Обеспечение гальванической развязки цепей
6. Высокая защищенность передаваемых данных от электромагнитных

помех

14.4 Дуговая защита

1. Отсутствие дополнительных устройств
2. Значительно сокращается протяженность сигнальных цепей, цепей управления и контрольных цепей
3. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
4. Повышение надежности работы дуговой защиты

14.5 Организация логической защиты шин

1. Сокращена протяженность сигнальных цепей, цепей управления и контрольных цепей
2. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
3. Повышение надежности
4. Контроль целостности данных

14.6 Организация устройств резервирования отказа выключателя

1. Сокращена протяженность сигнальных цепей, цепей управления и контрольных цепей
2. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
3. Повышение надежности
4. Контроль целостности данных

14.7 Организация измерений

1. Достаточно применения двухобмоточных трансформаторов тока
2. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
3. Повышение надежности
4. Контроль целостности данных

14.8 Организация автоматической системы управления

1. Достаточно применения двухобмоточных трансформаторов тока

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		147

2. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
3. Повышение надежности
4. Контроль целостности данных
5. Простая интеграция в систему АСУ ТП верхнего уровня
6. Компактность передачи данных

14.8 Организация автоматической системы коммерческого учета электроэнергии

1. Достаточно применения двухобмоточных трансформаторов тока
2. Простое изменение логики работы без изменения схемных решений
3. Повышение надежности
4. Контроль целостности данных
5. Простая интеграция в систему АСКУЭ верхнего уровня
6. Компактность передачи данных

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		148

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведена разработка эскизного проекта районной электрической сети. Были рассмотрен вариант схемы присоединения новой подстанции.

Выбранный вариант был проверен в трех режимах – максимальном, минимальном и наиболее тяжелом послеаварийном. Была произведена проверка по допустимому току, а также проверка напряжений в узлах на допустимые отклонения. При этом было учтено, что все выбранные трансформаторы снабжены устройством РПН с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Эти устройства обеспечат качество напряжения у потребителя во всех возможных режимах.

В результате была спроектирована тупиковая двухтрансформаторная подстанция, выбраны и проверены силовые трансформаторы, ячейки выключателей, предохранители. Выбраны виды и типоразмеры устройств релейной защиты и автоматики. Выбраны шкафы релейной защиты и автоматики. При помощи руководящих указаний и указаний фирмы рассчитаны параметры устройств релейной защиты отдельных объектов на подстанции высокой и низкой стороны.

Проверены устройства релейной защиты и автоматики по коэффициентам чувствительности, построена карта селективности для МТЗ кабельной линии к РУ цеха. Для проверки чувствительности использовались значения минимальных токов короткого замыкания, рассчитанные в программе ТоКо. Данная программа считает токи КЗ с меньшей погрешностью, чем при расчетах вручную. Значения же максимальных токов короткого замыкания использовались при расчете токов срабатывания, так как защита должна быть отстроена от максимальных токов двухфазного КЗ. Для перевода тока из трехфазного в двухфазный пользовались переводным коэффициентом.

На стороне ВН рассчитана защита линии – ДЗ дистанционная защита. Произведена проверка ДЗ на то, что при минимальном токе КЗ за трансформаторами переходное сопротивление дуги входит в область срабатывания защиты.

Графическая часть проекта – схема районной электрической сети 110кВ и карты режимов развития сети, схема проектируемой подстанции, цифровая

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		149

подстанция и схема распределения устройств РЗА– выполнены на листах формата А1.

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	Лист
						150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Блок Б.М. Электрические сети и системы. – М.: Высшая школа, 1986.
3. Петренко Л.И. Электрические сети и системы. – Киев: Высшая школа, 1980.
4. Электрические системы и сети / Под ред. Г.Л. Денисенко. - Киев: Высшая школа, 1986.
5. Справочник по проектированию электрических сетей. / Под ред. Д.Л. Файсбисович – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006-2009.
6. Правила устройства электроустановок – 7-е издание , 2011.
7. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова – М.: Энергия, 1982. – Т. 1-3.
8. Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем: ВНТП-80. – М.: Минэнерго СССР, 1981.
9. Электрические системы. Т.1. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. ВА. Веникова – М.: Высшая школа, 1970.
10. Зейлигер АЛ. Унификация номенклатуры сечений проводов воздушных линий электропередачи 110...500 кВ, сооружаемых на унифицированных опорах / Энергетическое строительство. – 1982. – № 1.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – 13-е изд. – М: Энергия, 1977.
12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: Информэлектро, 1994.
- 13.Правило устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 175с.
15. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе- http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/

					П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		151

16. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

17. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

18. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

19. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 37-750 кВ. Типовые решения. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

20. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

21. Технические характеристики кабелей на напряжение 6, 10,20,35 кВ. - <http://www.elcable.ru/product/appl/appl.html?id=70>

22. ФСК ЕЭС, СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения

23. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.

					<i>П-472.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		152