

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.

«Подключение подстанции «Болото-2» к сети 110 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР

Консультант, доцент

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

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель, доцент

_____/ Р.В. Гайсаров /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

_____/ А.Ю. Тавлуй /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____/ Р.В. Гайсаров /

« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

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

Тавлуй Алексея Юрьевича

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Подключение подстанции «Болото-2» к сети 110 кВ» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Схема электрической сети 110 кВ представлена в графической части ВКР на 1 листе формата А1. В выпускном проекте рассматривается развитие сети с включением подстанции «Болото-2».

-данные по участку электрической сети 110кВ, представлены в приложении 1.

-данные по подстанции «Болото-2»: 110/10 кВ, 25,7 МВт представлены в приложении 2.

-мощность генераторов электростанций представлены в приложении 3.

-напряжения балансирующего узла представлены в приложении 4.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

1) Расчёт сетевой части

2) Проект подстанции

3) Релейная защита и автоматика подстанции

4) Анализ типов и марок коммутационных аппаратов, применяемых в электроэнергетике

5. Перечень графического материала

- 1) Схема сети 110 с подстанцией Болото-2., 1 лист формата А1;
- 2) Карты режимов, 1 лист формата А1;
- 3) Главная схема подстанции Болото-2, 1 лист формата А1;
- 4) План ОРУ ВН подстанции Болото-2, 1 лист формата А1;
- 5) Размещение терминалов РЗА, 1 лист формата 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
Анализ состояния действующего оборудования	01.03.2020	
Расчёт режимов сети 110 кВ	16.03.2020	
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 110 кВ	23.03.2020	
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 10 кВ	06.04.2020	
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи	20.04.2020	
Рассмотрение общих требований к РЗА на подстанции	4.05.2020	
Выбор видов и типоразмера РЗА на подстанции	18.05.2020	
Расчет уставок терминалов РЗА	25.05.2020	
Оформление пояснительной записки	01.06.2020	
Разработка чертежей	07.06.2020	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / Р.В. Гайсаров /

Студент _____ / А.Ю. Тавлуй /

АННОТАЦИЯ

Тавлуй А.Ю. – «Подключение подстанции «Болото-2» к сети 110 кВ». – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 122, илл. 38, табл. 69. Список литературы – 37 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ существующей электрической сети 110 кВ с подключением нового объекта подстанции «Болото-2», и расчет основных установившихся режимов этой сети. Разработан проект подстанции «Болото-2», произведен выбор основного силового оборудования. Рассмотрены общие требования к релейной защите и автоматике на подстанциях 110/10 кВ, выбраны виды РЗА для всех объектов подстанции по каталогам фирмы-изготовителя «Механотроника». Проведен расчет уставок релейной защиты на РУ ВН, РУ НН и РУ цеха проектируемой подстанции.

На 1 листе формата А1 представлена схема сети 110 кВ, показаны электростанции с генераторами, подстанции с нагрузками, линии электропередач. На 2 листе показаны карты основных установившихся режимов, рассчитанные в первом разделе ВКР. На листе 3 представлена главная электрическая схема подстанции, с названиями основного оборудования. На 4 листе представлен план ОРУ 110 кВ подстанции. На листе 5 показан плакат размещения терминалов релейной защиты на подстанции.

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Тавлуй</i>				<i>Подключение подстанции «Болото-2» к сети 110 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Гайсаров</i>						5	122
<i>Н. контр.</i>	<i>Гайсаров</i>					<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>	<i>Кирличникова</i>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 РАСЧЕТ СЕТЕВОЙ ЧАСТИ	12
1.1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ	12
1.1.1 Баланс активных мощностей	12
1.1.2 Баланс реактивных мощностей	13
1.2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.....	16
1.2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях	16
1.2.2 Анализ работы трансформаторов на электростанциях	17
1.2.3 Проверка сечений проводов ЛЭП	17
1.2.4 Анализ работы сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП.....	19
1.3 Расчет основных установившихся режимов сети.....	21
1.3.1 Максимальный режим работы сети	21
1.3.2 Минимальный режим работы сети	23
1.3.3 Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети.....	26
1.3.4 Послеаварийный режим отключения цепи линии к подстанции «Болото-2».....	28
2. ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ.....	30
2.1 Выбор схем соединений на стороне ВН и НН проектируемой ПС....	30
2.1.1 Главная схема электрических соединений РУ на стороне ВН ПС.....	30
2.1.2 Схема РУ на стороне НН ПС.....	30
2.1.3 Схема РУ цеха 10 кВ питаемого от секций шин НН ПС	31
2.2 Режим заземления нейтралей трансформаторов	32
2.2.1 Выбор сечения КЛ	32
2.2.2 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю.....	34
2.2.3 Компенсация емкостного тока.....	34
2.2.4 Выбор НОТ и ДГР.....	35
2.3 Оперативный ток.....	35

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

2.3.1	Выбор оперативного тока	35
2.3.2	Выбор источников оперативного тока	36
2.3.3	Определение мощности собственных нужд.....	36
2.3.3.1	Определение мощности СН на стороне НН ПС	36
2.3.3.2	Определение мощности СН в цеху	37
2.3.4	Выбор предохранителей на ТСН.....	38
2.4	Выбор силовых трансформаторов	38
2.4.1	Определение суммарной максимальной нагрузки ПС.....	38
2.4.2	Определение мощности основных трансформатор ПС.....	39
2.4.3	Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ РУ цеха.....	39
2.5	Расчет ТКЗ.....	40
2.5.1	Схема замещения и её параметры	40
2.5.2	Расчет ТКЗ в ручном режиме.....	40
2.5.3	Расчет ТКЗ на ЭВМ.....	42
2.5.4	Расчет точек КЗ и режимов работы	43
2.5.4.1	Выбор сечения ВЛ	43
2.5.4.2	Расчет ТКЗ в программе ТоКо.....	46
2.6	Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования подстанции.....	48
2.6.1	Нормативные требования и указания по выбору выключателей.....	48
2.6.2	Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС.....	49
2.6.3	Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН ПС	51
2.6.3.1	Вводной выключатель секции шин НН ПС.....	51
2.6.3.2	Секционный выключатель шин НН ПС.....	53
2.6.3.3	Выключатель трансформатора цеха 10/0.4 кВ.....	53
2.6.3.4	Выключатель асинхронного двигателя АД4.....	54
2.6.3.5	Выключатель КЛ к РУ (цеха).....	55
2.6.3.6	Выключатель рабочего и резервного ввода РУ (цеха).....	57

2.6.4	Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ.....	58
3	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ.....	59
3.1	Общие требования к РЗА.....	59
3.1.1	Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств.....	61
3.2	Выбор видов РЗА для всех объектов проектируемой ПС.....	62
3.2.1	Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ.....	62
3.2.1.1	Кабельная линия 10 кВ.....	62
3.2.1.2	Электродвигатель 10 кВ.....	64
3.2.1.3	Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1600 кВА 10/0,4 кВ.....	65
3.2.1.4	Вводной выключатель 10 кВ.....	67
3.2.1.5	Секционный выключатель 10 кВ.....	67
3.2.1.6	Шины 10 кВ.....	70
3.2.2	Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ.....	68
3.2.2.1	Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН -25000/110..	68
3.2.2.2	Воздушная линия 110 кВ.....	71
3.3	Выбор типоразмера устройств РЗА для всех объектов.....	72
3.3.1	Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ.....	72
3.3.1.1	Выбор исполнения УРЗА кабельных линий 10 кВ к цеху.....	72
3.3.1.2	Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ.....	72
3.3.1.3	Выбор исполнения УРЗА трансформаторов 10/0,4 кВ.....	72
3.3.1.4	Выбор исполнения УРЗА вводных выключателей 10 кВ.....	73
3.3.1.5	Выбор исполнения УРЗА секционных выключателей.....	73
3.3.1.6	Выбор исполнения ЗДЗ.....	73
3.3.1.7	Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН.....	73
3.3.2	Выбор типоразмеров оборудования РЗА 110 кВ.....	73
3.3.2.1	Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТДН-25000.....	74
3.3.2.2	Выбор исполнения УРЗА защиты линий.....	74
3.4	Расчет параметров устройств РЗА.....	74
3.4.1	Расчет параметров устройств РЗА присоединений 6 – 35 кВ.....	74

3.4.1.1	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.....	74
3.4.1.1.1	Токовая отсечка ЭД.....	75
3.4.1.1.2	Защита от перегрузок.....	76
3.4.1.1.3	Защита от затянутого пуска.....	78
3.4.1.1.4	Защита от блокировки ротора.....	78
3.4.1.1.5	Защита минимального напряжения.....	79
3.4.1.1.6	УРОВ.....	79
3.4.1.2	Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ.....	80
3.4.1.2.1	Токовая отсечка.....	81
3.4.1.2.2	Максимальная токовая защита.....	82
3.4.1.2.3	Защита от перегрузки.....	84
3.4.1.2.4	Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.....	85
3.4.1.2.5	УРОВ.....	85
3.4.1.3	Кабельная линия 10 кВ.....	86
3.4.1.3.1	Токовая отсечка.....	87
3.4.1.3.2	Токовая отсечка с выдержкой времени.....	88
3.4.1.3.3	МТЗ.....	89
3.4.1.3.4	Защита от ОЗЗ.....	93
3.4.1.3.5	УРОВ.....	93
3.4.1.4	Секционный выключатель 10 кВ.....	93
3.4.1.4.1	МТЗ.....	94
3.4.1.4.2	Логическая защита шин.....	95
3.4.1.4.3	АВР.....	95
3.4.1.4.4	УРОВ.....	96
3.4.1.5	Вводной выключатель 10 кВ.....	97
3.4.1.5.1	1 ступень МТЗ с независимой выдержкой времен.....	97
3.4.1.5.2	2 ступень МТЗ с независимой выдержкой времен.....	98
3.4.1.5.3	ЛЗШ.....	98
3.4.1.5.4	УРОВ.....	99

3.4.1.6	Ячейка ТН 10 кВ.....	99
3.4.1.6.1	Пуск по напряжению МТЗ.....	99
3.4.1.6.2	Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю.....	100
3.4.2	Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ.....	101
3.4.2.1	Расчет защит трансформатора 110/10 кВ.....	101
3.4.2.1.1	1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения.....	101
3.4.2.1.2	Выбор уставки информационного параметра блокировки.....	104
3.4.2.1.3	Проверка чувствительности.....	104
3.4.2.1.4	Расчет дифференциальной токовой отсечки.....	104
3.4.2.1.5	Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.....	105
3.4.2.1.6	Расчет защиты от перегрузки.....	106
3.4.2.1.7	УРОВ.....	106
3.4.2.2	Расчет защит линии 110/10 кВ.....	106
4.	ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ РАЗНЫХ ТИПОВ И МАРОК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	111
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	118
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	121

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. Таким образом, сначала проведем анализ электрической сети с подключенными новыми объектами, затем приведем расчет проекта подстанции «Болото-2» с выбором силового оборудования и релейной защиты и автоматики.

Проектирование должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих друг на друга и на систему в целом.

Намеченный вариант проекта должен удовлетворять требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации, качества энергии и возможности дальнейшего развития.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию поврежденных и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надежную и устойчивую работу.

					<i>П-4.72.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

1 РАСЧЕТ СЕТЕВОЙ ЧАСТИ

1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

1.1.1 Баланс активных мощностей

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 по активным мощностям для перспективных нагрузок записывается как:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} . \quad (1.1)$$

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

$$\sum P_{\Gamma} = P_I + P_{II} + P_{III} . \quad (1.2)$$

Подставив числовые значения в формулу (2), получим:

$$\sum P_{\Gamma} = 2 \cdot 110 + 2 \cdot 25 + 60 = 330 \text{ МВт.}$$

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}} . \quad (1.3)$$

Активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum P_{\text{н}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 . \quad (1.4)$$

Подставив числовые значения в формулу (4), получим:

$$\sum P_{\text{н}} = 31 + 54 + 17 + 47 + 25 + 13 + 24,52 + 8 + 50 = 288,52 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot \sum P_{\Gamma} . \quad (1.5)$$

Подставив числовые значения в формулу (5), получим:

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot 330 = 19,8 \text{ МВт,}$$

Мощности потерь мощности в линиях:

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \cdot \sum P_{\text{н}} . \quad (1.6)$$

Подставив числовые значения в формулу (6), получим:

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \cdot 288,52 = 7,213 \text{ МВт},$$

Мощности потерь мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,013 \cdot \sum P_{\text{н}} \quad (1.7)$$

Подставив числовые значения в формулу (7), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0,013 \cdot 288,52 = 3,75 \text{ МВт}.$$

Подставив числовые значения в формулу (3), получим:

$$\sum P_{\text{п}} = 288,52 + 19,8 + 7,213 + 3,75 = 319,3 \text{ МВт}.$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{г}} - \sum P_{\text{п}}. \quad (1.8)$$

Подставив числовые значения в формулу (8), получим:

$$P_{\text{с}} = 330 - 319,3 = 10,7 \text{ МВт}.$$

1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Баланс реактивной мощности по всей системе влияет на уровень напряжения сети. Если много реактивной мощности вырабатывается, то уровень напряжение в узлах поднимается. Если происходит больше потребления реактивной мощности, то в узлах напряжение снижается.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{з}} \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}}, \quad (1.9)$$

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

Потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum Q_{\text{сн}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{т}}. \quad (1.10)$$

где мощность нагрузок потребителей:

$$\sum Q_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n Q_i. \quad (1.11)$$

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подставив числовые значения в формулу (11), получим:

$$\begin{aligned}\Sigma Q_{\text{н}} &= 9,3 + 27,28 + 7,65 + 7,3 + 10,8 + 6,7 + 12,5 + 0,9 + 15,3 = \\ &= 88,73 \text{ Мвар.}\end{aligned}$$

Мощность собственных нужд электрических станций:

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = \Sigma P_{\text{сн}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\text{сн}}). \quad (1.12)$$

Подставив числовые значения в формулу (12), получим:

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = 19,8 \cdot 0,7 = 13,86 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в линиях:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \cdot \Sigma Q_{\text{н}}. \quad (1.13)$$

Подставив числовые значения в формулу (13), получим:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \cdot 88,73 = 4,43 \text{ Мвар,}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{т}} = 0,075 \cdot \Sigma Q_{\text{н}}. \quad (1.14)$$

Подставив числовые значения в формулу (14), получим:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{т}} = 0,075 \cdot 88,73 = 6,65 \text{ Мвар.}$$

Подставив числовые значения в формулу (10), получим:

$$\Sigma Q_{\text{п}} = 88,73 + 13,86 + 4,43 + 6,65 = 113,7 \text{ Мвар,}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{г}} = \Sigma P_{\text{г}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\text{г}}). \quad (1.15)$$

Подставив числовые значения в формулу (15), получим:

$$\Sigma Q_{\text{г}} = 330 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,96)) = 96,3 \text{ Мвар.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{з}} = 0,03 \cdot l_{110}. \quad (1.16)$$

Подставив числовые значения в формулу (16), получим:

$$\begin{aligned}\Sigma Q_{\text{з}} &= 0,03 \cdot (2 \cdot 35 + 55 + 2 \cdot 45 + 60 + 2 \cdot 60 + 17 + 2 \cdot 30 + 2 \cdot 20 + \\ &+ 2 \cdot 30 + 29 + 2 \cdot 40 + 2 \cdot 40) = 0,03 \cdot 761 = 22,83 \text{ Мвар.}\end{aligned}$$

Обменной реактивная мощность соседней энергосистемы:

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}(\varphi_c). \quad (1.17)$$

Подставив числовые значения в формулу (17), получим:

$$Q_c = 10,7 \cdot 0,35 = 3,75 \text{ Мвар}.$$

Мощность компенсирующих устройств определяется из равенства

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\text{г}} - \sum Q_{\text{з}} + Q_c. \quad (1.18)$$

Подставив числовые значения в формулу (18), получим:

$$Q_{\text{ку}} = 113,7 - 96,3 - 22,83 + 3,75 = -1,7 \text{ Мвар}.$$

Мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме потребления реактивной мощности – 1,7 Мвар. Компенсирующие устройства, которые могут потреблять реактивную мощность: синхронный компенсатор, шунтирующий реактор, статический тиристорный компенсатор. При необходимости, можно поставить любое из этих устройств.

					<i>П-4.72.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

1.2 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.

1.2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях

На понижающих двухтрансформаторных подстанциях 110/10 кВ установлены трансформаторы, показанные в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Установленные трансформаторы на подстанциях

Название п/ст	Трансформаторы 2хТ	Нагрузка P+jQ, МВА	Нагрузка S, МВА
Болото-1	ТРДН-25000/110	31+j9,3	32,4
Речная	ТРДН-63000/110	54+j27,28	60,5
Завод-2	ТДН-16000/110	17+j7,65	18,6
Северозападная	ТРДН-63000/110	47+j7,3	47,6
Первая	ТДН-25000/110	25+j10,8	27,23
Солнечная	ТДН-16000/110	13+j6,7	14,6
Болото-2	-	24,52+j12,5	27,52

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Аварийную перегрузку $k_{ав}$ примем равной 140%.

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. Для понижающих подстанций должно выполняться условие:

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} \leq k_{ав}, \quad (1.19)$$

где S_T , n_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов.

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ – мощность в аварийном режиме определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$\underline{S}_{нб} = k_m \cdot \underline{S}_{н(макс)}, \quad (1.20)$$

где k_m - коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_m = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$. Сведем данные по проверке трансформаторов в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов п/ст

$S_{нб}$, МВА	$S_{ав}$, МВА	S_T , МВА	k_3 , %	$k_{ав}$, %	Есть перегрузка?
32,4	32,4	2x25	64,8	129,6	нет
60,5	60,5	2x63	48	96	нет
18,6	18,6	2x16	58,13	116,3	нет
47,6	47,6	2x63	37,8	75,6	нет
27,23	27,23	2x25	54,5	108,9	нет
14,6	14,6	2x16	45,6	91,3	нет
27,52	27,52	2x25	55	110	нет

На новой подстанции «Болото-2» примем к установке трансформаторы ТДН-25000/110/10, так как они удовлетворяет условию, что при отказе одного трансформатора, другой сможет передавать мощность и при этом будет перегружен не более чем на 40 процентов.

1.2.2 Анализ работы трансформаторов на электростанциях

Для блочных схем генератор-трансформатор мощность трансформатора S_T должна соответствовать номинальной мощности генератора (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов ЭС

№	Название ЭС	$S_{ном\ ген}$, МВА	Трансформаторы	k_3 , %	Необходимость замены
1	ТЭЦ-1	110	ТРДЦН-125/110	88	нет
2	ТЭЦ-2	25	ТДН-25/110	100	нет
		60	ТДН-63/110	95,2	нет

1.2.3 Проверка сечений проводов ЛЭП

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

Существующая сеть избыточна по активной мощности и дефицитна по реактивной (рисунок 1.1). Напряжение во всех узлах в допустимых пределах.

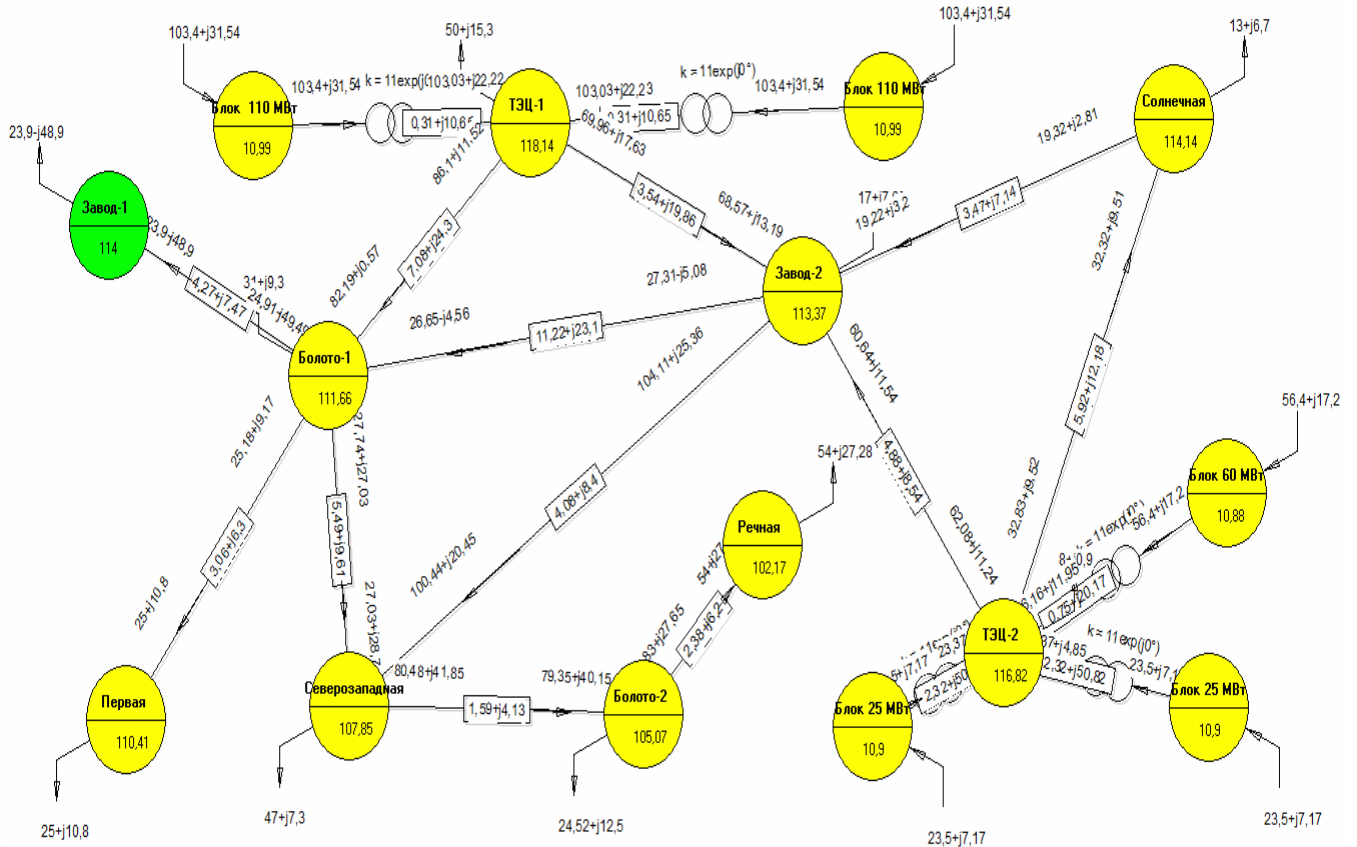


Рисунок 1.1 – Карта режима сети

Суммарные потери активной мощности (P): 16,784 МВт	Суммарные потери реактивной мощности (Q): 45,781 МВАр
Потери в ЛЭП: 15,556 МВт	Потери в ЛЭП: 17,267 МВАр
- нагрузочные в ЛЭП: 15,404 МВт	- индуктивные: 41,807 МВАр
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,152 МВт	- зарядная мощность ЛЭП: -24,54 МВАр
Потери в трансформаторах: 1,227 МВт	Потери в трансформаторах: 28,514 МВАр
- нагрузочные в трансформаторах: 0,872 МВт	- потери рассеяния: 26,206 МВАр
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,355 МВт	- намагничения (холостого хода): 2,308 МВАр

Рисунок 1.2 – Потери активной и реактивной мощности в сети

Проведем проверку по короне, минимальное сечение проводов линий 110 кВ должно быть не менее 70 мм². Для проверки по допустимому току построим таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Токи в линиях

№	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
1	Болото-1	Завод-1	2хАС-120/19	140,57	390
2	Завод-2	Болото-1	АС-150/24	140,68	450
3	Болото-1	Северозападная	2хАС-120/19	102,85	390
4	ТЭЦ-1	Болото-1	АС-240/32	425,13	610
5	ТЭЦ-1	Завод-2	АС-2х240/32	354,42	1220
6	Солнечная	Завод-2	АС-150/24	98,99	450
7	Болото-1	Первая	2хАС-150/24	70,22	450
8	Северозападная	Болото-2	2хАС-185/29	243,59	510
9	Болото-2	Речная	2хАС-185/29	169,86	510
10	ТЭЦ-2	Солнечная	АС-150/24	169,7	450
11	ТЭЦ-2	Завод-2	2хАС-120/19	156,57	390
12	Завод-2	Северозападная	2хАС-150/24	273,72	450

Токи всех линий меньше чем длительно допустимый ток этих линий.

1.2.4. Анализ работы сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП

Необходимо провести расчеты работы линий и трансформаторов в послеаварийном режиме. При этом, 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 1.5.

Таблица 1.5 – Токи в линиях в послеаварийных режимах

Линии	1	2	3	4	5	6
Норм реж	140,57	140,68	102,85	425,13	354,42	98,99
1	263,23	127,35	131,15	430,2	378,04	102,46
2	117,76	-	99,14	454,41	327,78	98,92
3	125,23	100,82	201,27	405,81	388,52	100,95
4	190,99	310,1	105,93	-	771,51	100,02
5	180,9	69,21	231,26	760,54	-	104,82
6	112,55	122,38	122,57	416,44	366,86	-
7	113,35	122,95	121,25	416,6	366,24	99,27
8	152,36	140,98	112,49	426,96	356,73	99,53
9	150,45	141,01	110,74	426,7	356,26	99,44
10	147,55	139,8	107,38	425,9	356,94	74,74
11	148,25	140,55	107,17	426,3	356,49	171,81
12	157,11	207,45	163,17	462,05	315,8	98,4
I нб	263,23	310,1	231,26	760,54	771,51	171,81
Идоп	390	450	390	610	1220	450
Кзагр	0,67	0,69	0,59	1,25	0,63	0,38

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

П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР

Лист

19

Продолжение таблицы 1.5 – Токи в линиях в послеаварийных режимах

Линии	7	8	9	10	11	12	ΔU нб%
Норм реж	70,22	243,59	169,86	169,7	156,57	273,72	8,36%
1	72,96	292,81	215,21	175,84	162,15	297,7	12,55%
2	70,5	279,3	205,18	169,59	156,46	325,62	-7,55%
3	70,65	289,54	212,78	173,17	159,72	320,89	11,56%
4	72	285,2	209,55	171,53	158,23	397,87	10,21%
5	71,82	295,78	217,41	180,01	165,94	195,44	13,44%
6	70,4	280,03	205,73	71,58	205,24	287,09	8,55%
7	143,57	279,88	205,61	170,2	157,02	287,86	8,50%
8	70,52	508,33	177,04	170,67	157,45	276,84	10,85%
9	70,47	252,48	355,3	170,5	157,29	276,21	10,89%
10	70,42	244,81	170,71	-	238,23	272,37	-7,43%
11	70,41	244,78	170,7	242,19	235,88	272,76	7,57%
12	70,68	250,31	174,58	168,65	155,61	438,52	9,60%
I нб	143,57	508,33	355,3	242,19	238,23	438,52	
Идоп	450	510	510	450	390	450	
Кзагр	0,32	1,00	0,70	0,54	0,61	0,97	

Коэффициенты загрузки линий в основном меньше 1, однако при отключении линии 5 в 4 линии возникает перегрузка в 25%. Следует сделать эту линию двухцепной 2хАС-240/32.

Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме не превосходит 10%, а в послеаварийных не достигает 20%. Нормальным в таких режимах считается отклонение 15–20%.

1.3 Расчет установившихся режимов работы сети

1.3.1. Максимальный режим

В максимальном режиме 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 1.6).

Таблица 1.6 – Токи в линиях в максимальном режиме

№	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Болото-1	Завод-1	2хАС-120/19	131,89	390	1,099
2	Завод-2	Болото-1	АС-150/24	140,69	450	0,938
3	Болото-1	Северозападная	2хАС-120/19	183,44	390	1,529
4	ТЭЦ-1	Болото-1	2хАС-240/32	297,01	610	1,238
5	ТЭЦ-1	Завод-2	АС-2х240/32	193,81	1220	0,404
6	Солнечная	Завод-2	АС-150/24	98,54	450	0,657
7	Болото-1	Первая	2хАС-150/24	70,08	450	0,467
8	Северозападная	Болото-2	2хАС-185/29	248,85	510	1,345
9	Болото-2	Речная	2хАС-185/29	173,56	510	0,938
10	ТЭЦ-2	Солнечная	АС-150/24	168,9	450	1,126
11	ТЭЦ-2	Завод-2	2хАС-120/19	155,84	390	1,299
12	Завод-2	Северозападная	АС-150/24	383,16	450	2,554

Из данной таблице видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току, а также экономическая плотность тока в линиях, в основном близка к экономической плотности – 1 А/мм², и не превышает значения 2 А/мм².

Рабочее напряжение в максимальном режиме (рисунок 1.3) рассмотрим по таблице 1.7.

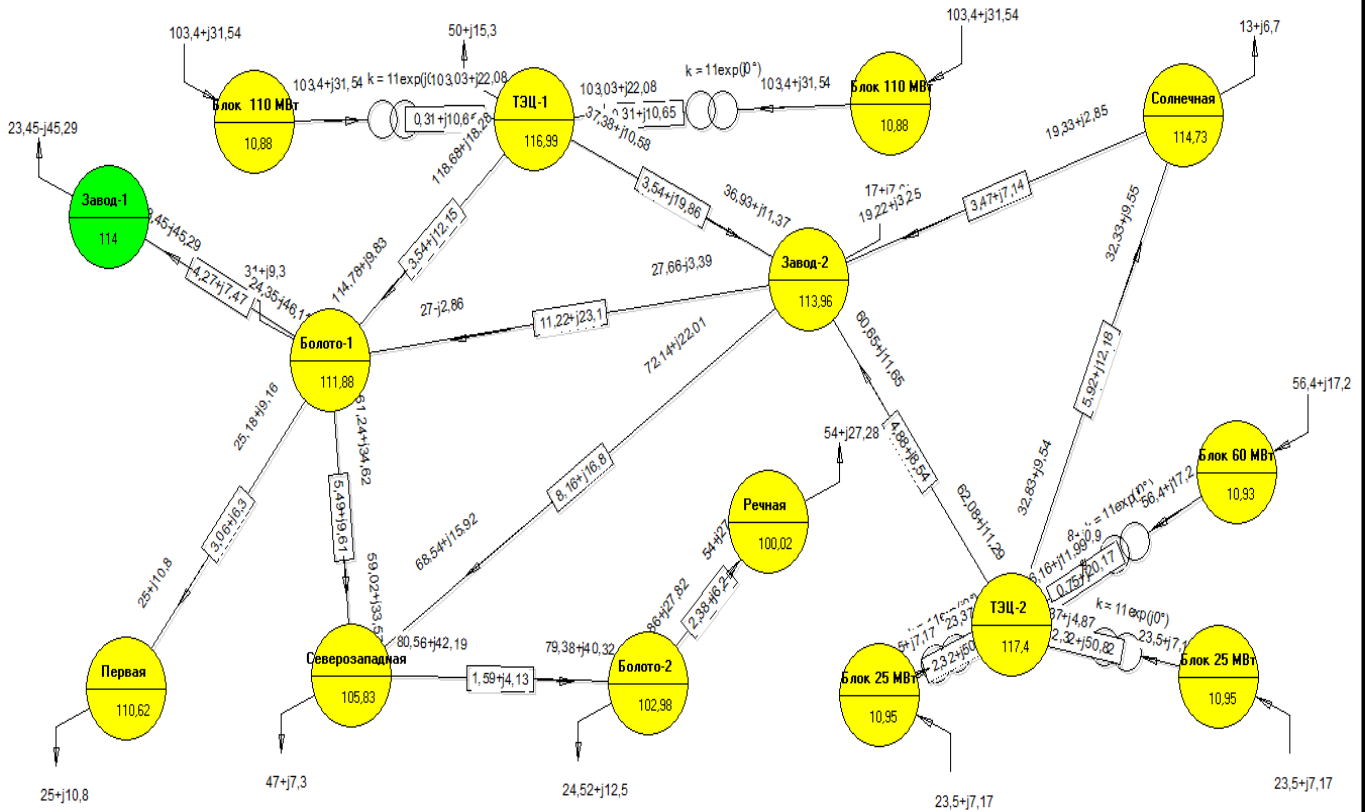


Рисунок 1.3 – Карта максимального режима работы сети

Суммарные потери активной мощности (P): 17,226 МВт

Потери в ЛЭП: 15,996 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 15,768 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,228 МВт

Потери в трансформаторах: 1,229 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,878 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,351 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 42,178 МВАр

Потери в ЛЭП: 13,451 МВАр

- индуктивные: 38,729 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -25,278 МВАр

Потери в трансформаторах: 28,727 МВАр

- потери рассеяния: 26,443 МВАр
- намагничения (холостого хода): 2,284 МВАр

Рисунок 1.4 – Потери мощности максимального режима работы сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 1.7 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Название	U, кВ	Uном, кВ	ΔU , %
Завод-1	114	110	-3,64%
Болото-1	111,88	110	-1,71%
Речная	100,02	110	9,07%
Завод-2	113,96	110	-3,60%
Северозападная	105,83	110	3,79%
Первая	110,62	110	-0,56%
ТЭЦ-2	117,4	110	-6,73%
ТЭЦ-1	116,99	110	-6,35%
Солнечная	114,73	110	-4,30%
Болото-2	102,98	110	6,38%

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

1.3.2. Минимальный режим

Минимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, но потребляется мощность, равная 80% режима наибольших нагрузок (таблица 1.8).

Таблица 1.8 – Нагрузки в минимальном режиме

№ п/п	Название	P, МВт	Q, МВАр
1	Болото-1	24,8	7,44
2	Речная	43,2	22,2
3	Завод-2	13,6	6,12
4	Северозападная	37,6	5,84
5	Первая	20	8,64
6	ТЭЦ-2	6,4	0,72
7	ТЭЦ-1	40	12,24
8	Солнечная	10,4	5,36
9	Болото-2	19,6	10

В минимальном режиме напряжение поднялось выше допустимого (рисунок 1.5).

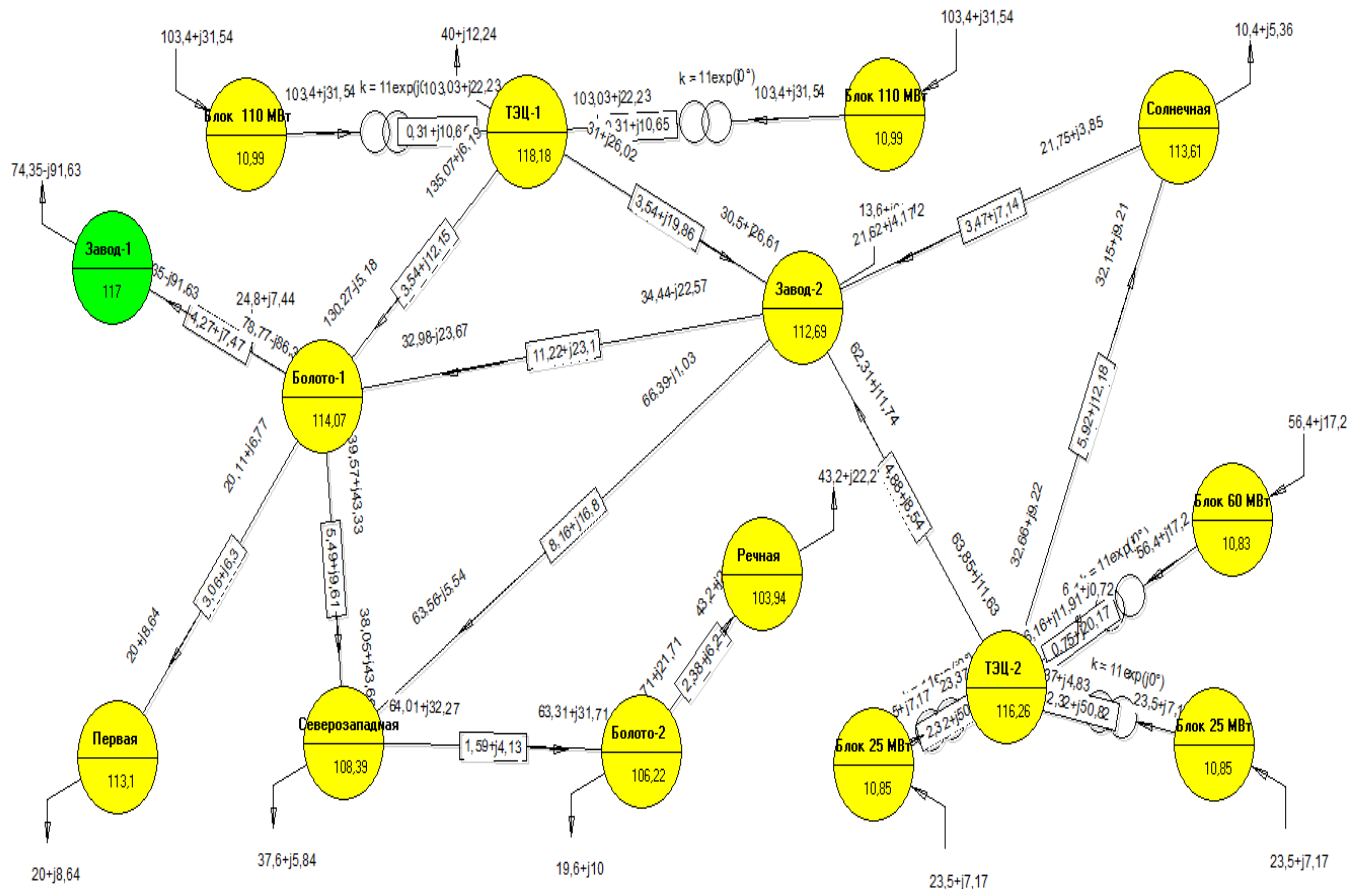


Рисунок 1.6 – Карта минимального режима после добавления компенсирующих устройств

Из рисунка видим, что удалось снизить напряжение в сети в минимальном режиме. Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 1.9).

Таблица 1.9 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Название	U, кВ	Uном, кВ	$\Delta U, \%$
Завод-1	117	110	-6,36%
Болото-1	114,07	110	-3,70%
Речная	103,94	110	5,51%
Завод-2	112,69	110	-2,45%
Северозападная	108,39	110	1,46%
Первая	113,1	110	-2,82%
ТЭЦ-2	116,26	110	-5,69%
ТЭЦ-1	118,18	110	-7,44%
Солнечная	113,61	110	-3,28%
Болото-2	106,22	110	3,44%

1.3.3. Наиболее тяжелый послеаварийный режим

Из таблицы 1.5 видно, что самый тяжелый режим возникает при отключении 5 линии. При отключении этой линии в линии 4 может возникнуть перегрузка.

Результаты моделирования послеаварийного режима представлены на рисунке 1.7. Напряжения на подстанциях «Болото-2» и «Речная» снизилось более чем на 10%, установим на подстанции «Болото-2» БСК, генерирующую реактивную мощность (минимум 25 Мвар).

Таблица 1.10 – Токи в линиях в послеаварийном режиме

№	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А
1	Болото-1	Завод-1	2хАС-120/19	173,12	390
2	Завод-2	Болото-1	АС-150/24	68,94	450
3	Болото-1	Северозападная	2хАС-120/19	244,13	390
4	ТЭЦ-1	Болото-1	2хАС-240/32	400,81	610
5	ТЭЦ-1	Завод-2	АС-2х240/32	-	1220
6	Солнечная	Завод-2	АС-150/24	104,89	450
7	Болото-1	Первая	2хАС-150/24	73,06	450
8	Северозападная	Болото-2	2хАС-185/29	266,53	510
9	Болото-2	Речная	2хАС-185/29	186,02	510
10	ТЭЦ-2	Солнечная	АС-150/24	180,12	450
11	ТЭЦ-2	Завод-2	2хАС-120/19	166,05	390
12	Завод-2	Северозападная	АС-150/24	310,53	450

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

Из результатов моделирования (рисунок 1.8) видно, что в данном режиме электрическая сеть обеспечивает допустимые отклонения напряжений на всех подстанциях сети.

1.3.4. Послеаварийный режим, отключение цепи линии к подстанции «Болото-2»

Результаты моделирования послеаварийного режима (отключения одной цепи двухцепной 8 линии) представлены на рисунке 1.9.

Видим, что напряжение и в этом случае снижается, однако 25 Мвар компенсации недостаточно. Нужно еще 5 Мвар, то есть в сумме 30. И тогда удастся поднять напряжение на подстанции «Речная» (рисунок 1.10)

Таблица 1.11 – Токи в линиях в послеаварийном режиме (отключение линии 8)

№	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
1	Болото-1	Завод-1	2хАС-120/19	64,08	390
2	Завод-2	Болото-1	АС-150/24	37,19	450
3	Болото-1	Северозападная	2хАС-120/19	200,95	390
4	ТЭЦ-1	Болото-1	2хАС-240/32	388,7	610
5	ТЭЦ-1	Завод-2	АС-2х240/32	–	1220
6	Солнечная	Завод-2	АС-150/24	99,95	450
7	Болото-1	Первая	2хАС-150/24	70,46	450
8	Северозападная	Болото-2	АС-185/29	437,2	510
9	Болото-2	Речная	2хАС-185/29	169,97	510
10	ТЭЦ-2	Солнечная	АС-150/24	171,42	450
11	ТЭЦ-2	Завод-2	2хАС-120/19	158,12	390
12	Завод-2	Северозападная	АС-150/24	289,14	450

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.В данном режиме обеспечиваются допустимые отклонения напряжений на всех подстанциях сети.

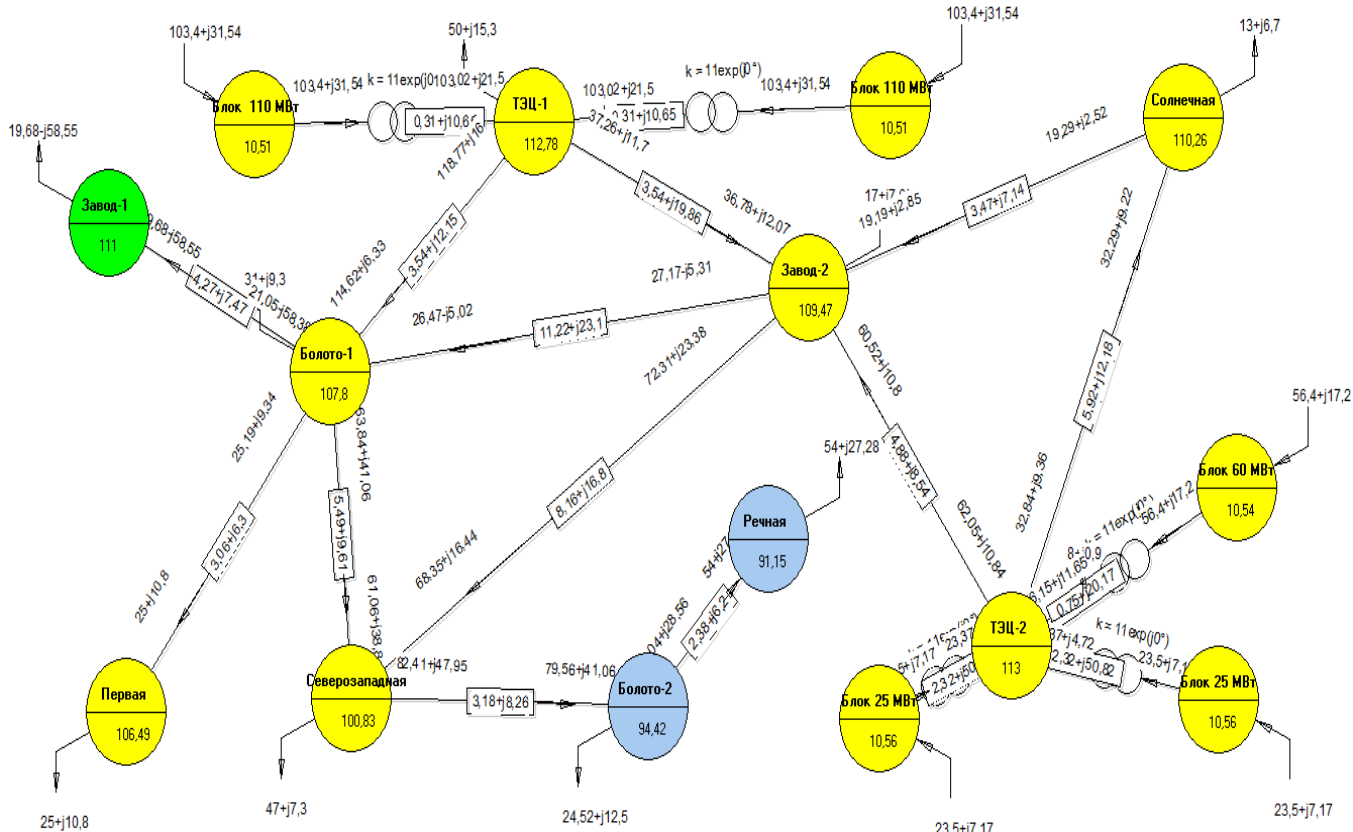


Рисунок 1.9 – Карта послеаварийного режима (отключение цепи 8 линии)

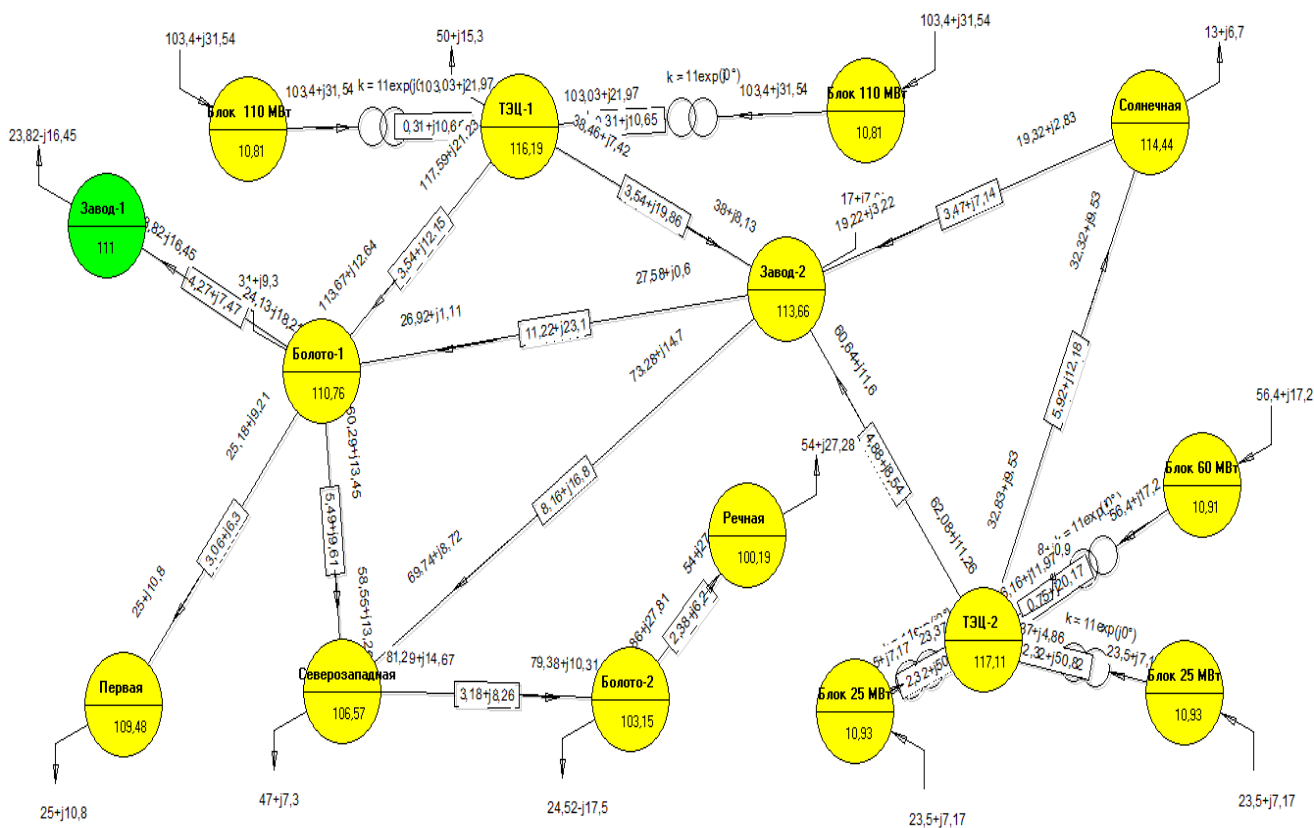


Рисунок 1.10 – Карта послеаварийного режима с компенсацией Q

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Выбор схем соединений на стороне ВН и НН проектируемой ПС

2.1.1 Главная схема электрических соединений РУ на стороне ВН ПС

От схемы распределительных устройств зависят виды и типоразмеры РЗА, соответственно изменение схемы в процессе проектирования ведет к переделке как специальной, так и общей частей проекта.

В дипломном проекте допускается выбирать схемы соединений РУ, руководствуясь требованиями нормативных документов.

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

В соответствии рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [8]: по регламенту 3.1 применения типовых схем ПС 35-750 кВ и критериев их использования, для узловых двухтрансформаторных ПС рекомендуется использование схемы 8 «Шестиугольник».

В соответствии с пунктом 1.5.5 «Типовых решений» [7], схема 8 «Шестиугольник» применяется на напряжении 110 кВ для узловых подстанций с шестью присоединениями.

С учетом всего выше сказанного для данной двухтрансформаторной ПС выбираем схему 8-Шестиугольник.

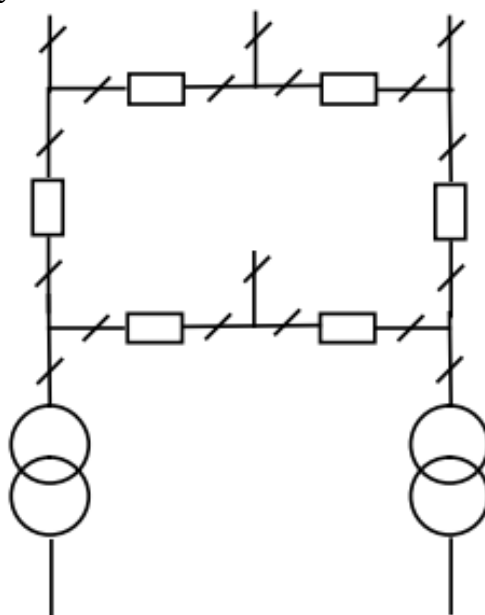


Рисунок 2.1 – Схема 8-Шестиугольник

2.1.2 Схема РУ на стороне НН ПС

На низком напряжении ПС используется одна секционированная выключателем система шин 10(6)-1 при двухобмоточных трансформаторах или две секционированные выключателем системы шин 10(6)-2 при двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками. На ПС с постоянным опера-

тивным током трансформаторы собственных нужд (ТСН) присоединяются к шинам НН через предохранители.

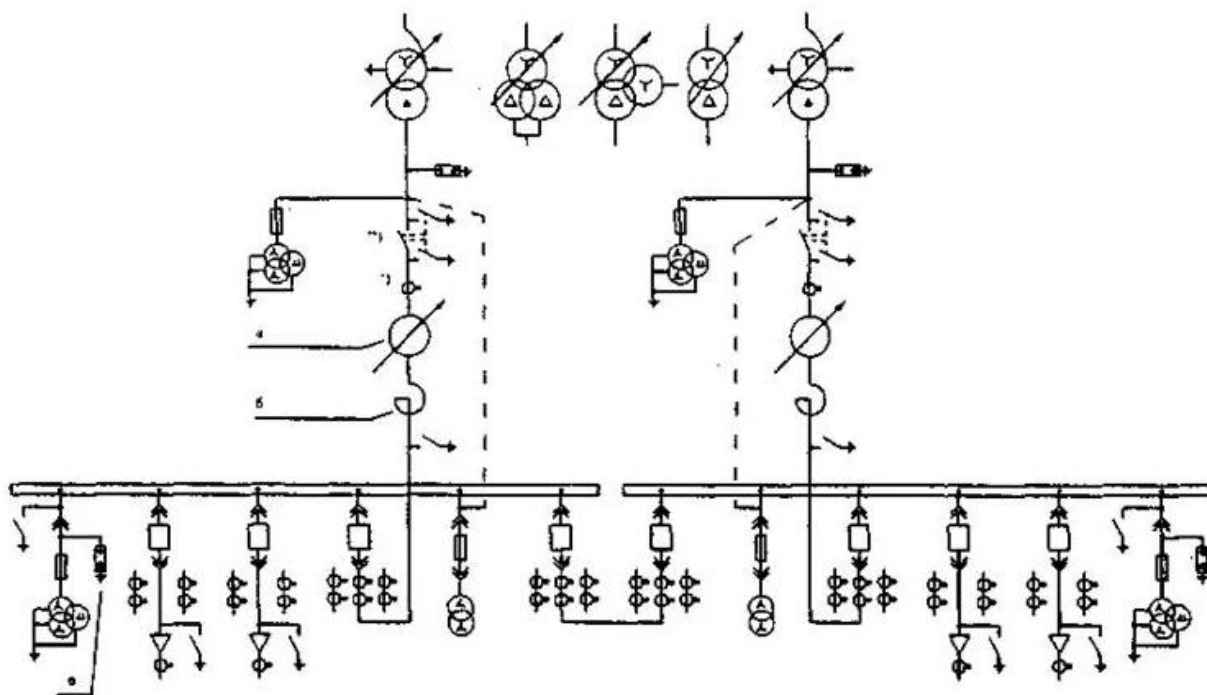


Рисунок 2.2 – Схема 10-1 Одна секционированная выключателем систем шин

В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

2.1.3 Схема РУ цеха 10 кВ питаемого от секций шин НН ПС

Электроснабжение цехов пром. предприятий осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса. Задана одиночная несекционированная система шин с одним рабочим и одним резервным вводами.

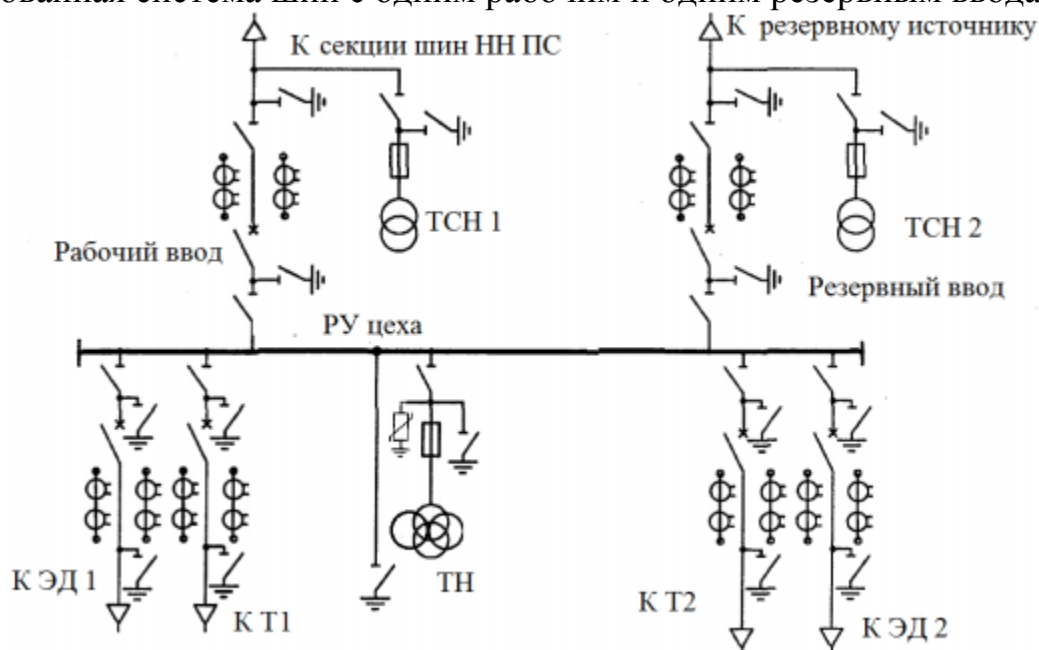


Рисунок 2.3 – Одиночная несекционированная система шин

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2.2 Режим заземления нейтралей трансформаторов

2.2.1. Выбор сечения КЛ

Согласно ПУЭ пункту 1.2.16 работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью заземленной через дугогасящий реактор (ДГР или резистор).

Работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так с эффективно заземленной нейтралью..

Электрические сети напряжением 20 кВ и выше должны работать только с глухозаземленной нейтралью.

В соответствии с пунктом 5.11.8 ПТЭ, компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих значения указанные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Компенсация емкостного тока

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

По пунктам 5.2.1 и 5.4.3 [4]:

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

С учетом выше сказанного следуют следующие выводы:

1. Сеть 0,4 кВ – с глухозаземленной нейтралью;
2. Сеть 10 кВ – с изолированной или компенсированной нейтралью;
3. Сеть 110 кВ – с эффективно заземленной нейтралью.

Для выбора режима нейтрали 10 кВ необходимо посчитать значение суммарного емкостного тока замыкания на землю, который в общем случае определяется сечением КЛ сети и их общей протяженностью. Генерация емкостного тока другими элементами сети 10 кВ пренебрежимо мала.

Сечение КЛ выбирается по ПУЭ (глава 1.3):

- По предельно допустимому нагреву с учетом послеаварийных режимов:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

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

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

2. ДГР подключается в нейтраль отдельного трансформатора через разъединитель;
3. Схема соединения НОТ звезда-треугольник;
4. НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью;
5. НОТ подключается через выключатель;
6. На заземляющем ДГР устанавливается ТТ.

2.2.4. Выбор НОТ и ДГР

Согласно пункту 3.1. [10] мощность ДГР выбирается по значению емкостного тока сети с учетом её развития на 10 лет, а при отсутствии таковых данных – по значению емкостного тока сети увеличенному на 25%.

Расчетная мощность реакторов Q_k определяется по формуле:

$$Q_k = I_{C\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (2.6)$$

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

$I_{C\Sigma}$ – емкостной ток замыкания на землю.

Из [3] «Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки»

Расчетная мощность реактора:

$$Q_k = 1,25 \cdot 22,7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} = 163,8 \text{ кВА}$$

Выбираем фирму-производителя ДГР ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва», которая допущена к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

По каталогу фирмы [11] выбираем реактор:

РЗДПОМА – 190/10 У1 – реактор заземляющий, дугогасящий с плавным однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, на 190 кВА, на номинальное напряжение 10кВ, с диапазоном регулирования токов компенсации 5-30 А, встроенным ТТ.

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через фильтры заземляющие собственного производства. Для РЗДПОМА – 190/10 У1 используется фильтр заземляющий ФЗМ – 190/10 У1, с обмоткой выполненной по схеме «зигзаг».

2.3 Оперативный ток

2.3.1. Выбор оперативного тока

Согласно пункту 2.3.5.2 [3]:

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- «Питание устройств РЗА, устройств управления коммутационным оборудованием, приводов вводных и секционных автоматов ЩСН, аварийного освещения ответственных помещений на подстанциях 110 кВ и выше должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока.

С учетом выше сказанного на подстанции 110 кВ питание устройств РЗА и другого оборудования будет осуществляться от СОПТ, а также устанавливаются 2 аккумуляторные батареи и 4 зарядных устройства по на каждую АБ.

2.3.2. Выбор источников оперативного тока

Рассмотрим реализацию системы ОТ на ПС со стороны ВН 110 кВ и стороной НН 10 кВ.

В соответствии с пунктом 6.1.1 [4] на всех ПС (до 220 кВ включительно) необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

По пункту 6.1.2 [4] мощность ТСН должна быть не более 630 кВА.

В соответствии с пунктом 6.1.5 [4] на ПС с системой оперативного постоянного тока ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам НН 6..35 кВ.

2.3.3. Определение мощности собственных нужд

2.3.3.1. Определение мощности СН на стороне НН ПС

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ на стороне НН ПС.

Таблица 2.2 – Количество ячеек КРУ 10 кВ.

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	6
ДГР и ФЗ	2
Итого	16

Определим суммарную нагрузку собственных нужд ПС в таблице 2.3.

Таблица 2.5 – Нагрузка СН цеха.

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

Определим полную мощность цеха:

$$S_{\text{сн}} = 0,8 \cdot \frac{23}{0,9} = 20,44 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН ОАО «Электрозавод», так его трансформаторы серии ТМГ класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». С сайта фирмы [12] выбираем ТСН ТМГ – 25/10 – У1.

2.3.4. Выбор предохранителей на ТСН.

В соответствии с пунктом 6.1 [4] ТСН присоединяются к шинам НН ПС через предохранители или выключатели, а к 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 «Предохранители плавкие высоковольтные серии ПКТ-ВК, ПКТ и ПКН».

Выбираем фирму-изготовителя предохранителей для ТСН ОАО «НВА». По каталогу фирмы [13] по таблице «Таблица подбора предохранителей для трансформаторных подстанций» для ТСН 10 кВ с $S_{\text{ном}}=630$ кВА рекомендуемый ток предохранителя 80 А, а для ТСН 10 кВ с $S_{\text{ном}}=25$ кВА ток равен 3,2 А. По таблице «Технические характеристики» каталога [13] для ТСН НН ПС выбираем предохранитель ПКТ-103-10-80-20, а для ТСН цеха выбираем ПКТ-101-10-3,2-12,5.

2.4 Выбор силовых трансформаторов

2.4.1 Определение суммарной максимальной нагрузки ПС

Суммарная нагрузка одного цеха была посчитана выше по формуле (2.3) и составляет 8,789 МВт. По исходным данным к подстанции подключено 6 цехов. Рассчитаем суммарную максимальную нагрузку ПС:

$$S_{\text{ПС}} = N_{\text{цх}} \cdot S_{\text{н.цх}} = 6 \cdot 4,592 = 27,552 \text{ МВт} \quad (2.8)$$

2.4.2 Определение мощности основных трансформатор ПС

2.5.1 Схема замещения и её параметры

Достоверные данные расчета ТКЗ чрезвычайно важны при проектировании РЗА, так как по ТКЗ максимального режима рассчитываются параметры некоторых видов защит, а по ТКЗ минимального режима определяются коэффициенты чувствительности, по которым осуществляется проверка нормативных показателей технического совершенства и надежности функционирования. Специалист-проектировщик должен не только уметь оценить достоверность информации по расчету ТКЗ, но и самостоятельно находить их значения.

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

- ГОСТ 27514-87, Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1кВ [16];
- РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [17].

Исходные данные для расчета представлены на рисунке 2.4.

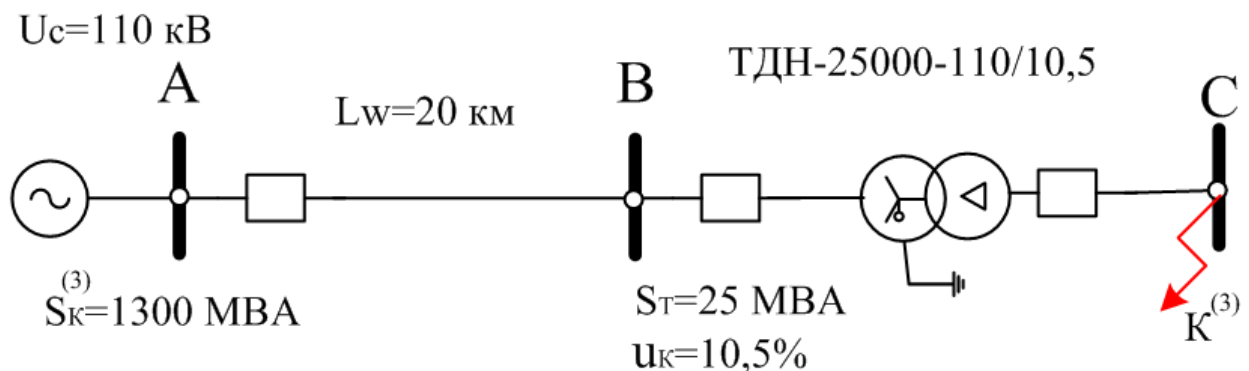


Рисунок 2.4 – Расчетная схема для определения ТКЗ

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рисунке 2.5.

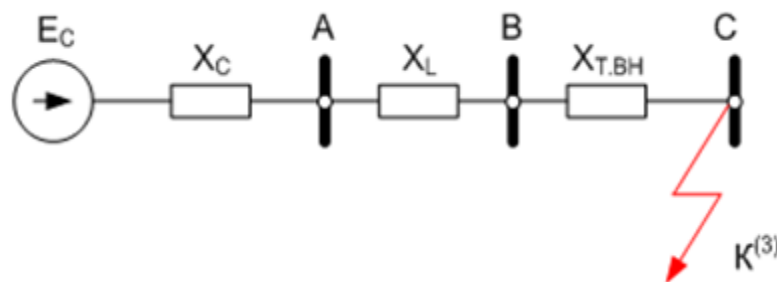


Рисунок 2.5 – Схема замещения

2.5.2 Расчет ТКЗ в ручном режиме

По ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 28249-93 ЭДС системы принимается равным среднему номинальному напряжению сети (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Среднее номинальное напряжение сети

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

ЭДС системы:

$$E_c = 115 \text{ кВ.}$$

Реактанс энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}; \quad (2.10)$$

где $U_{\text{СР.НОМ}} = 115 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение сети 110 кВ.

$$X_c = \frac{115^2}{1300} = 10,2 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление ВЛ 110 кВ:

$$X_w = 0,4 \cdot L_w = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом.} \quad (2.11)$$

Сопrotивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T}; \quad (2.12)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,6 \text{ Ом.}$$

Так как точка КЗ расположена на другой ступени напряжения, необходимо привести ЭДС, сопротивление системы, сопротивление линии и сопротивление трансформатора к напряжению места КЗ 11 кВ. Найдем коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{\text{НОМ.Т.ВН}}}{U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{115}{10,5} = 10,95 \quad (2.13)$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{C(\text{НН})} = \frac{E_c}{K_T} = \frac{115}{10,95} = 10,5 \text{ кВ.} \quad (2.14)$$

Реактанс системы, приведенный к стороне НН:

$$X_{C(\text{НН})} = \frac{X_c}{K_T^2} = \frac{10,2}{10,95^2} = 0,085 \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

Сопrotивление линии, приведенное к стороне НН:

$$X_{w(\text{НН})} = \frac{X_w}{K_T^2} = \frac{8}{10,95^2} = 0,0667 \text{ Ом.} \quad (2.16)$$

Сопrotивление трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{T(\text{НН})} = \frac{X_T}{K_T^2} = \frac{55,6}{10,95^2} = 0,4637 \text{ Ом;} \quad (2.17)$$

Составляющая трехфазного ТКЗ на шинах НН ПС от системы:

$$I_{\text{КЗ.С}}^{(3)} = \frac{E_{C(\text{НН})}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C(\text{НН})} + X_{w(\text{НН})} + X_{T(\text{НН})})}. \quad (2.18)$$

Выполним подстановку и получим:

$$I_{\text{кз.с}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,085 + 0,0667 + 0,4637)} = 9,85 \text{ кА.}$$

2.5.3 Расчет ТКЗ на ЭВМ

Проектными организациями для автоматизации расчетов ТКЗ используются специализированные программы. В курсовом и дипломном учебном проектировании доступна прикладная программы ТОКО, разработки кафедры ЭС-СиС ЮУрГУ.

Для сравнения ручного и машинного расчетов определим в программе ТОКО ТКЗ из рассмотренного выше примера, учитывая те же допущения.

Создав в окне программы схему замещения (рисунок 2.4), настроим параметры элементов.

Напряжение системы, кВ	U_c	115
Мощность трехфазного КЗ системы, МВА	S_k	1300
Отношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности, о.е.	X_0/X_1	1
Ударный коэффициент	$K_{уд}$	1,999999
<input checked="" type="checkbox"/> Показать метку		
С		

Рисунок 2.6 – Схема замещения и параметры энергосистемы

Класс напряжения, кВ	115	
Количество цепей ВЛЭП:	<нет>	
<input checked="" type="radio"/> Одноцепная	<input type="radio"/> Двухцепная	<input type="radio"/> Многоцепная:
<input type="checkbox"/> Одна цепь многоцепной ВЛЭП		
Параметры одной цепи:		
Прямая последовательность		Нулевая последовательность
Удельное активное сопротивление, Ом/км	$R_{1уд}$	0
Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км	$X_{1уд}$	0,4
<input checked="" type="radio"/> Удельная емкостная проводимость, См/км	$b_{1уд}$	2,66 $\times 10^{-6}$
<input type="radio"/> Удельная емкость, Ф/км	$C_{1уд}$	<нет> $\times 10^{-9}$
Длина линии, км	L	20
<input checked="" type="checkbox"/> Показать метку		
<input type="checkbox"/> Показать тип		
<input checked="" type="checkbox"/> Ввести вручную W		
Тип:		
Класс напряжения, кВ	115	
Количество цепей ВЛЭП:	<нет>	
<input checked="" type="radio"/> Одноцепная	<input type="radio"/> Двухцепная	<input type="radio"/> Многоцепная:
<input type="checkbox"/> Одна цепь многоцепной ВЛЭП		
Параметры одной цепи:		
Прямая последовательность		Нулевая последовательность
Удельное активное сопротивление, Ом/км	$R_{0уд}$	0
Отношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности, о.е.	X_0/X_1	1
Удельная емкость, Ф/км	$C_{0уд}$	4,7 $\times 10^{-9}$
Длина линии, км	L	20
<input checked="" type="checkbox"/> Показать метку		
<input type="checkbox"/> Показать тип		
<input checked="" type="checkbox"/> Ввести вручную W		

Рисунок 2.7 – Параметры прямой и нулевой последовательности ВЛ

Номинальная мощность, МВА	$S_{ном}$	25
Номер установленной отпайки (ступени)	N	<нет>
Отношение сопротивлений нулевой и прямой последовательности, о.е.	Z_0/Z_1	1
<input type="checkbox"/> Режим группы однофазных автотрансформаторов		
Обмотка ВН:	Обмотка СН:	Обмотка НН:
$U_{номВН}$ 115 кВ	$U_{номСН}$ <нет> кВ	$U_{номНН}$ 10,5 кВ
Схема: $\Upsilon \Delta \Upsilon$	Схема: $\Upsilon \Delta \Upsilon$ Группа В-С: <нет>	Схема: $\Upsilon \Delta \Upsilon$ Группа В-Н: 11
$Z_{НОм}$ 0 +j 0	$Z_{НОм}$ <нет> +j <нет>	$Z_{НОм}$ <нет> +j <нет>
Напряжения короткого замыкания:		
Между обмотками В-С, %:	$U_{КВ-С}$	Среднее: <нет> При N=1: <нет> При N=max: <нет>
Между обмотками В-Н, %:	$U_{КВ-Н}$ 10,5	<нет> <нет> <нет>
Между обмотками С-Н, %:	$U_{КС-Н}$ <нет>	<нет> <нет> <нет>
Между обмотками Н1-Н2, %:	$U_{КН1-2}$ <нет>	<нет> <нет> <нет>
Потери короткого замыкания:		
Для обмоток В-С, кВт:	$\Delta P_{КВ-С}$	<нет>
Для обмоток В-Н, кВт:	$\Delta P_{КВ-Н}$	0
Для обмоток С-Н, кВт:	$\Delta P_{КС-Н}$	<нет>
Для обмоток Н1-Н2, кВт:	$\Delta P_{КН1-2}$	<нет>
Режим регулирования:		
<input type="checkbox"/> РПН и ПБВ		
Обмотка: ВН		
Диапазон: Ступени:		
+ <нет> % + <нет>		
- <нет> % - <нет>		

Рисунок 2.8 – Параметры трансформатора

Результат расчет представлен на скриншоте (рис. 2.9) и полностью соответствует ручному.

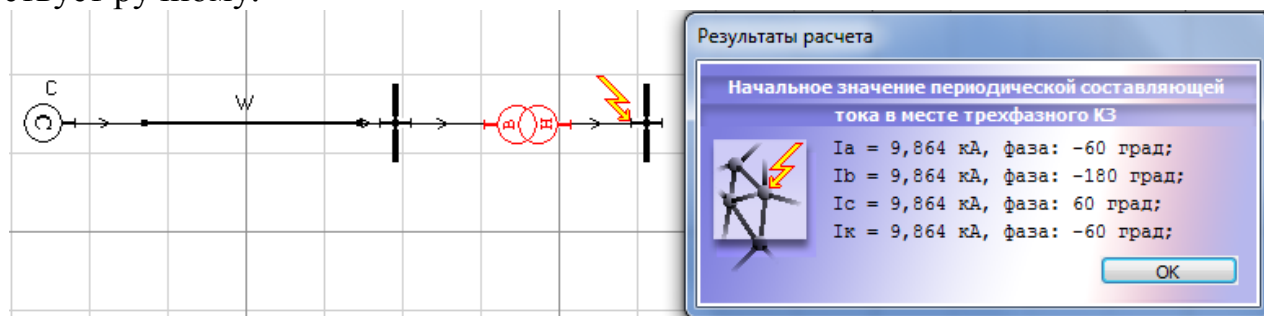


Рисунок 2.9 – Результат расчета ТКЗ

Фактически, программа ТОКО позволяет рассчитывать ТКЗ с существенно меньшей погрешностью, чем приведенный ориентировочный. Для повышения точности учитываются активные сопротивления ВЛЭП и трансформаторов, учитывается наличие отпайк у трансформаторов. Удобно применять готовые наборы параметров элементов из библиотек.

2.5.4 Расчет точек КЗ и режимов работы

2.5.4.1. Выбор сечения ВЛ

Рабочий максимальный ток для транзитных ВЛ определяется максимальной транзитной мощностью $S_{Т.макс}$, с учетом количества $N_{пл}$ питающих линий.

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{тр}}}{N_{\text{пл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}} ; \quad (2.19)$$

где $S_{тр}$ – транзитная мощность, по исходным данным 100 МВА;
 $N_{пл}$ – количество питающих линий, для узловой подстанции равно 4.

$$I_{раб.норм.вл} = \frac{100}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [1] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{раб.норм.вл}}{J_{эк}} ; \quad (2.20)$$

где $J_{эк}$ – 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.

$$S = \frac{131,2}{1} = 131,2 \text{ мм}^2.$$

По таблице 3.5[18] принимаем сталеалюминевый провод марки АС сечением 150/24.

Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{S_{ТР.МАКС}}{(N_{ПЛ} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВЛ}} ; \quad (2.21)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = \frac{50}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 262,4 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 150мм² выдержит ток 450 А.

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

Окончательно выбираем провод ВЛ – АС 150/24.

2.5.4.2 Расчет ТКЗ 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 узловой двухтрансформаторной ПС. От шин НН отходит КЛ, состоящая из двух параллельных цепей к цеху (рисунок 2.10).

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

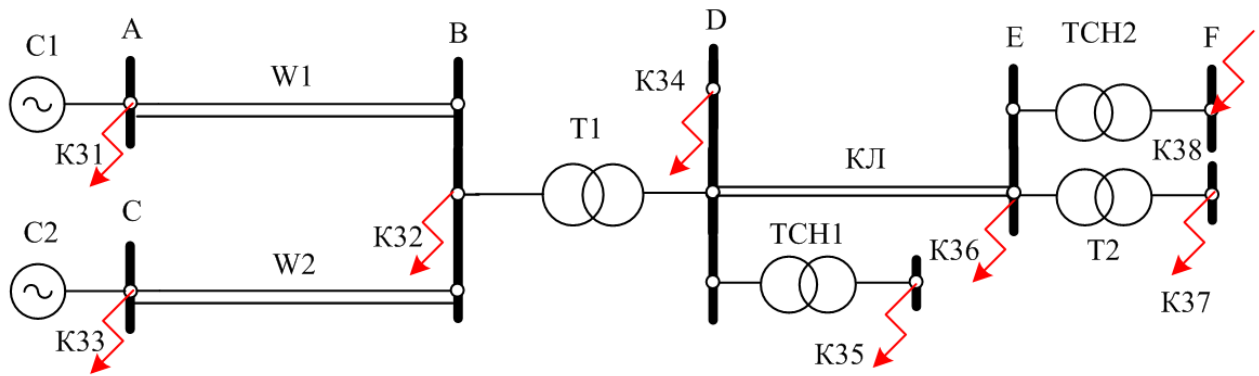


Рисунок 2.10 – Расчетная схема ТКЗ для узловой ПС.

В максимальном режиме учитывается подпитка места КЗ от обеих систем G1 и G2. Если линии W1 и W2 выполнены двухцепными то нужно учесть возможность их параллельной работы. В точках К31–К33 кроме суммарного тока КЗ рассчитываются составляющие от каждой системы. При КЗ в точке К34 и К36 ток приводится как к напряжению шин D, так и к высокой стороне трансформатора Т1. При наличии РПН на трансформаторе Т1 токи КЗ в точках К34 рассчитывается дважды при крайних положениях отпаек РПН, за итоговые выбираются максимальные значения. При КЗ в точке К35, К37, К38 значения ТКЗ приводятся как к ступени НН, так и ВН ПС.

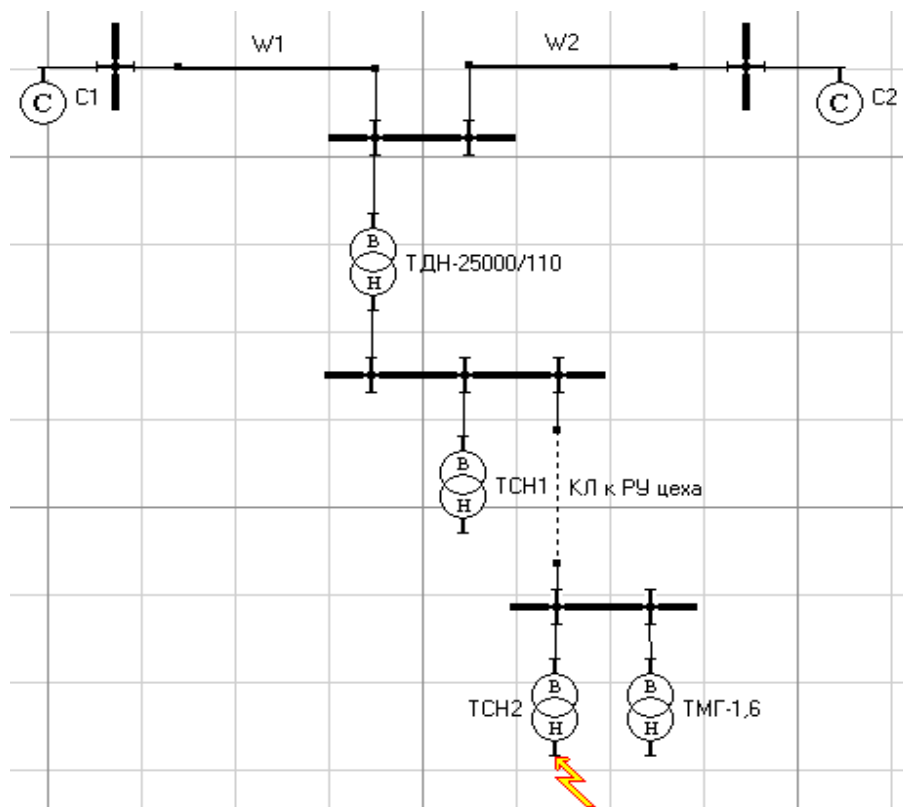


Рисунок 2.11 – Схема замещения максимального режима.
Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета ТКЗ.

Место КЗ		I _{п.0} , кА	T _a , с		I _a , кА		I _y , кА		K _y	
			G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2
КЗ-1		10,247	-	0,035	9,231	5,261	9,415	9,291	1,02	1,766
КЗ-2		9,485	0,035	0,035	6,532	6,88	11,536	12,15	1,764	1,764
КЗ-3		12,248	0,033	-	4,542	12,78	8,022	13,036	1,756	1,02
КЗ-4	ВН	1,367	0,009		17,905		24,337		1,359	
	НН	12,661								
КЗ-5	ВН	0,708	0,01		3,338		4,663		1,397	
	НН	2,36								
КЗ-6	ВН	1,198	0,007		15,592		19,809		1,27	
	НН	11,025								
КЗ-7	ВН	1,507	0,013		7,104		10,585		1,49	
	НН	5,023								
КЗ-8	ВН	0,036	0,01		0,171		0,239		1,397	
	НН	0,121								

В минимальном режиме учитывается подпитка места КЗ только от одной из систем G1 или G2 для получения минимального значения ТКЗ. Если линии W1 или W2 выполнены параллельными цепями, то в минимальном режиме учитывается, что одна из цепей может быть отключена (для увеличения сопротивления и, следовательно, снижения ТКЗ). Отпайка на РПН трансформатора Т1 выбирается такой, чтобы обеспечить минимальное значение ТКЗ в точках КЗ4–КЗ8. 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.

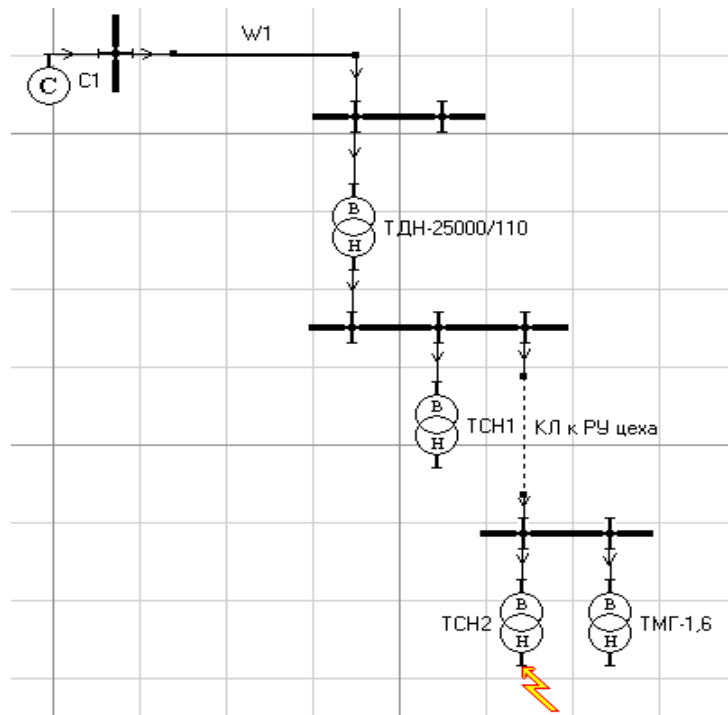


Рисунок 2.12 – Схема замещения минимального режима.

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – 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		5,02	-	7,099	7,241	1,02
КЗ-2		3,81	0,035	5,388	3,515	1,764
КЗ-4	ВН	0,744	0,009	13,367	18,168	1,359
	НН	9,452				
КЗ-5	ВН	0,513	0,01	2,421	3,383	1,397
	НН	1,712				
КЗ-6	ВН	0,57	0,007	10,235	13,003	1,27
	НН	7,237				
КЗ-7	ВН	1,076	0,013	5,073	7,559	1,49
	НН	3,587				
КЗ-8	ВН	0,026	0,01	0,123	0,172	1,397
	НН	0,087				

2.6 Выбор и проверка силовых выключателей и другого оборудования подстанции

2.6.1 Нормативные требования и указания по выбору выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

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, 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:

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

1. Для узловой ПС:

-на стороне ВН, ВВ КРУ ПС по $S_{Тмакс}$;

-СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;

-остальные присоединения КРУ ПС;

2. Максимальное начальное действующее периодической составляющей тока трехфазного КЗ $-I_{к.п.}^{(3)}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима).

3. Ударный ток КЗ - $i_{уд}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима) или $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п.}^{(3)}$, 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:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п.}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)}, \quad (2.22)$$

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

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

5. Расчет термического воздействия ТКЗ:

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

$$B_K = (I_{к.п.}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.23)$$

где $t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{о.в.}$, с.

где $t_{рз.макс}$, с – максимальное время действия РЗ

$t_{о.в.}$, с – полное время отключения выключателя.

2.6.2 Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ на номинальное напряжение 110 кВ производства ООО "Эльмаш(УЭТМ)", г. Екатеринбург[20], допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вык.вн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.вн}} = \frac{S_{Тмакс}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн.пс}}}, \quad (2.24)$$
$$I_{\text{раб.макс.вык.вн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.вн}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 525 \text{ А.}$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР				

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{п.0}=9,485$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,485 = 24,1 \text{ кА},$$

где $K_{уд}=1,8$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.3]

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд}=23,7$ кА(по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

4. Аперiodическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{a,t}$:

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot 9,485 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 13,4 \text{ кА}$$

где $T_a=0.05$;

$t=0.01+t_{св}=0,01+0,03$ (по тех. документам на выключатель)= $0,04$ с.

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (9,485)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 99,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл}=t_{р.з.макс}+t_{о.в}=1+0,055=1,055$ с.

Таблица 2.9 – Параметры выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
Граб.макс,А	525	Ином, А	2500
Ип.о.,кА	9,485	Ио.ном, кА	40
іуд,кА	24,1	Іэл.дин.стойк, кА	102
іа.т,кА	13,4	$i_{a,доп} = (40\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{о.ном} =$	22,6 кА
Вк, кА ² · с	99,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² · с

Таблица 2.10 - Параметры разъединителя РПД-УЭТМ

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
Граб.макс,А	525	Ином, А	2500
Ип.о.,кА	9,485	-	-
іуд,кА	24,1	Іэл.дин.стойк, кА	102
іа.т,кА	13,4	-	-
Вк, кА ² · с	99,4	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 =$	4800 кА ² · с

2.6.3. Выбор и проверка выключателей и разъединителей на стороне НН ПС

2.6.3.1 Вводной выключатель секции шин НН ПС

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-61М (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [12].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель в данном случае равен максимальному рабочему току на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.нн}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн.пс}}}, \quad (2.25)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.т.нн}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,02 \text{ кА.}$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме – $I_{\text{п.0}}=12,661$ кА (по расчету ТОКО).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 12,661 = 33,12 \text{ кА}$$

где $K_{\text{уд}}=1,85$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.3]

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{\text{уд}}=24,337$ кА(по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

4. Апериодическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t-i_{\text{a.t}}$:

$$i_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \cdot 12,661 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 9,2 \text{ кА}$$

где $T_{\text{a}}=0,06$ с – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-87[Табл.3]

$t = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,03$ (по тех. документам на выключатель) = 0,04с.

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (12,661)^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 498,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в}} = 3 + 0,05 = 3,05$ с.

где $t_{\text{р.з.макс}} = 3$ с – максимальное время действия РЗ;

$t_{\text{о.в}} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя;

$T_{\text{A}} = 0,06$ с – для стороны НН ПС по ГОСТ 27514-84 [табл. 3]

Таблица 2.11 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-31,5/2500

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	2020	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$I_{\text{п.о.}}, \text{кА}$	12,661	$I_{\text{о.ном}}, \text{кА}$	31,5
$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	33,12	$I_{\text{эл.дин.стойк}}, \text{кА}$	81
$i_{\text{a.t}}, \text{кА}$	9,2	$i_{\text{a.доп}} = (50\%/100\%) \sqrt{2} \cdot I_{\text{о.ном}} =$	22,27 кА

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в} = 3 + 0,05 = 3,05 с$.

где $t_{р.з.макс} = 3 с$ – максимальное время действия РЗ;

$t_{о.в} = 0,05 с$ – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,06 с$ – для стороны НН ПС по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.

3]

Таблица 2.13 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	795,4	И _{ном} , А	1000
И _{п.о.} , кА	12,661	И _{о.ном} , кА	20
и _{уд} , кА	33,12	И _{эл.дин.стойк} , кА	51
и _{а.т} , кА	9,2	и _{а.доп} = (50%/100%) $\sqrt{2} \cdot I_{о.ном}$ =	14,1 кА
Вк, кА ² · с	498,5	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

Таблица 6.6 - Параметры СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	795,4	И _{ном} , А	1000
И _{п.о.} , кА	12,661	-	-
и _{уд} , кА	33,12	И _{эл.дин.стойк} , кА	51
и _{а.т} , кА	9,2	-	-
Вк, кА ² · с	498,5	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 =$	1200 кА ² · с

2.6.3.3 Выключатель трансформатора цеха 10/0.4 кВ

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [21 и 22].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель трансформатора:

$$I_{раб.макс.вык.нн.пс} = I_{раб.макс.тц.нн} = \frac{K_{п} \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.нн.пс}}$$

$$I_{раб.макс.вык.нн.пс} = I_{раб.макс.тц.нн} = \frac{1,4 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 13 А.$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне 0,4 – $I_{п.0} = 5,023 кА$ (по расчету ТОКО).

3. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{к.п}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,023 = 9,95 кА$$

где $K_{уд} = 1,4$ по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.3]

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{уд} = 10,585 кА$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР				

4. Апериодическую составляющую тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени $t_{a.t}$:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 5,023 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,13 \text{ кА}$$

где $T_a=0.01$ с – для цеха по рекомендации ГОСТ 27514-87[Табл.3]

$t = t_{p.з.мин} + t_{св} = 0,01 + 0,03$ (по тех. документам на выключатель) = 0,04с.

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$W_K = (5,023)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 77,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл} = t_{p.з.макс} + t_{o.в} = 3 + 0,05 = 3,05$ с.

где $t_{p.з.макс} = 3$ с – максимальное время действия РЗ;

$t_{o.в} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя;

$T_A = 0,01$ с – для цеха по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл. 3]

Таблица 2.14 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	13	И _{ном} , А	1000
И _{п.о.} , кА	5,023	И _{о.ном} , кА	20
и _{уд} , кА	9,95	И _{эл.дин.стойк} , кА	51
i _{a.t} , кА	0,13	i _{a.доп} = (50%/100%) $\sqrt{2} \cdot I_{o.ном}$ =	14,1 кА
W _к , кА ² · с	77,2	I _{теп} ² · t _{теп} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

Таблица 2.15 - Параметры СЭЦ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	13	И _{ном} , А	630
И _{п.о.} , кА	5,023	-	-
и _{уд} , кА	9,95	И _{эл.дин.стойк} , кА	51
i _{a.t} , кА	0,13	-	-
W _к , кА ² · с	77,2	I _{теп} ² · t _{теп} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

2.6.3.4 Выключатель асинхронного двигателя АД4

Выбираем к установке КРУ СЭЦ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЦ-10 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г. Самара [21 и 22].

1. Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя:

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.ад.нн}} = \frac{S_{\text{цеха}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.нн.пс}}}, \quad (2.27)$$

$$I_{\text{раб.макс.вык.нн.пс}} = I_{\text{раб.макс.ад.нн}} = \frac{4,592}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,265 \text{ кА.}$$

Таблица 2.20 – Параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	265	И _{ном} , А	1000
И _{п.о.} , кА	11,025	И _{о.ном} , кА	20
і _{уд} , кА	21,8	И _{эл.дин.стойк} , кА	50
і _{а.т} , кА	0,286	і _{а.доп} = (50%/100%) √2 · I _{о.ном} =	14,1 кА
Вк, кА ² · с	371,9	I _{ТЕР} ² · t _{ТЕР} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

Таблица 2.21 - Параметры СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	265	И _{ном} , А	1000
И _{п.о.} , кА	11,025	-	-
і _{уд} , кА	21,8	И _{эл.дин.стойк} , кА	51
і _{а.т} , кА	0,286	-	-
Вк, кА ² · с	371,9	I _{ТЕР} ² · t _{ТЕР} = 20 ² · 3 =	1200 кА ² · с

2.6.4 Проверка КЛ по термической стойкости при КЗ

Ранее в проекте был выбран кабель АПВБП 3х150/25-10, необходимо проверить его по термической стойкости, если ТКЗ в начале КЛ составляет $I_{к.п}^{(3)} = 12,661$ кА; а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3,05$ с.

По каталожным данным [9] фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля сечением алюминиевой жилы 150 мм² составляет $I_{доп(1)} = 14,2$ кА.

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

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{откл}}} = \frac{1}{\sqrt{3,05}} = 0,573. \quad (31)$$

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} \cdot k = 2 \cdot 14,2 \cdot 0,573 = 16,3 \text{ кА.}$$

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:

- 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 устройств РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 61850, 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]:

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

- 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;
- 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.

3.1.1 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств

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 требо-

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вания ОАО «ФСК ЕЭС». В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

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.

3.2 Выбор видов РЗА для всех объектов проектируемой ПС

3.2.1 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП и РУ цехов (при их наличии) осуществляется по ПУЭ [1] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

3.2.1.1 Кабельная линия 10 кВ

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

					<i>П-4.72.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

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.

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.

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микро-процессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТНП 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 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 3.1 – Защиты кабельной линии

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита(двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна
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	-

3.2.1.2 Электродвигатель 10 кВ

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:

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

Таблица 3.2 – Защиты электродвигателя

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

3.2.1.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1600 кВА 10/0,4 кВ

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

Таблица 3.3 – 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 пере-	От токов, обусловленных перегрузкой, с незави-

	грузки	символ выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

3.2.1.4 Вводной выключатель 10 кВ

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 3.4 – 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	-

3.2.1.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 9.14.2 [4] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 3.5 – Защиты секционного 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	-

3.2.1.6 Шины 10 кВ

По ПУЭ [п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, РП, как правило, не предусматриваются.

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

По ПУЭ [п. 3.2.125] допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее.

По НТП ПС [п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ (логическая защита шин);
- УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью, согласно ПЕТП [п. 2.3.9] наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера.

Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с п. 5.6 «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике (ПА) энергосистем» [РД 34.35.113] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Таблица 3.6 – Защиты шин 10 кВ

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

3.2.2 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

3.2.2.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН -25000/110

Для трансформаторов 110/10 кВ по пункту 3.2.51 [1] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

– защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п. 9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

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

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [НТП ПС п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:

- 1 ступень — действием без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- 2 ступень — действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п. 9.8].

По НТП ПС [п. 9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110 кВ трансформаторов.

Таблица 3.7 – Защиты трансформатора 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне НН»
7	Автоматика регу-	Автоматический регулятор коэффициента транс-

	лирования РПН	формации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей
9	УРОВ	Каждого из выключателей
10	Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключает ДЗТ

3.2.2.2 Воздушная линия 110 кВ

В соответствии с п. 3.2.106 [1] для линий в сетях 110 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

В соответствии с п. 3.2.107 [1] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при **качаниях**, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

В соответствии с п. 3.2.108 [1] на ВЛ с двусторонним питанием установим защиту, действующую без замедления при КЗ в любой точке линии.

В соответствии с п. 3.2.110 [1] для линий, отходящих от шин **узловых** ПС, предусматривается ступенчатая дистанционная защита (ДЗ). В качестве **дополнительной** защиты рекомендуется использовать токовую **отсечку** без выдержки времени. От ОЗЗ должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (**ТНЗНП**).

В соответствии с п. 3.3.2 [1] должно предусматриваться **АПВ** ВЛ напряжением выше 1 кВ.

В соответствии с п. 9.9.2 [4] в качестве **основной** быстродействующей защиты примем продольную дифференциальную защиту (**ДЗЛ**). Для обеспечения связи между полуккомплектами быстродействующих защит для линий длиной до 40 км должны использоваться волоконно-оптические линии связи (**ВОЛС**).

В соответствии с п. 9.11.2. [4] **УРОВ** присоединений 110 кВ и выше должно быть реализовано со ступенчатым действием:

- первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

В соответствии с п. 9.10 [4] должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий электропередачи. На воздушных линиях напряжением 110 кВ должно применяться **3-фазное** АПВ (ТАПВ). На ВЛ с двусторонним питанием ТАПВ должно выполняться с однократным действием. В соответствии с п.1 [6] внесем виды выбранных защит и автоматики в таблицу 7.8.

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

Таблица 3.9 - Уставки первой ступени МТЗ (МТЗ-1):

Ступень защиты	Уставка	Значение
Первая	Функция	Вкл
	I, А	41,2
	T, с	0,00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

3.4.1.1.2 Защита от перегрузок

Выполним защиту от технологической перегрузки на третьей ненаправленной ступени МТЗ (МТЗ-3) с действием на сигнал, отстроенную от номинального тока ЭД и нормального времени пуска с помощью зависимой выдержки времени. Такой вариант выполнения защиты от перегрузки ЭД полностью соответствует пункту 5.3.49 [1].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{з.п.д}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{д.ном}} = 1,05 \cdot 43,19 = 45,35 \text{ А}, \quad (3.5)$$

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

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.ном}}}{I_{\text{з.п.д}}} = \frac{5,3 \cdot 43,19}{45,35} = 5,05. \quad (3.6)$$

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

$$t_{\text{з.п.д}} = k_{\text{з}} \cdot t_{\text{п}} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (3.7)$$

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

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

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

$$t_{\text{з.п.д}} = \frac{0,14 \cdot T_{\text{утс}}}{\left(\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с}. \quad (3.8)$$

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

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,09 \cdot 43,19 = 3,89 \text{ А.} \quad (3.11)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3,89}{10} \cdot 1 = 0,389 \text{ А.}$$

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

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

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}}, \quad (3.12)$$

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

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

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

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

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более

50 мс.

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

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

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с}$$

Таблица 3.14 – Уставки

УРОВ	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0,389
	T, с	0,204

3.4.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ.

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

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-КЛ-01 [27]
- Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ.[28]

- Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие.[26]

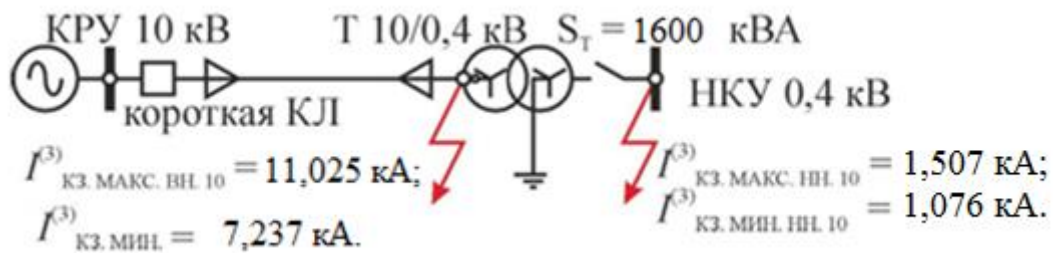


Рисунок 3.2 - Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к РУ цеха 10 кВ.

3.4.1.2.1 Токовая отсечка

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

Ток срабатывания ТО Т – $I_{0.T}$ выбирается по двум условиям.

1 условие – $I_{0.T}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0.4 кВ):

$$I_{0.T(1)} = k_{\text{отс}(1)} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)} = 1,15 \cdot 1,507 = 1,733 \text{ кА}, \quad (3.13)$$

где $k_{\text{отс}(1)} = 1,1-1,15$ коэффициент отстройки.

2 условие – $I_{0.T}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включение трансформатора под напряжение:

$$I_{0.T(2)} = k_{\text{отс}(2)} \cdot k_{\text{БНТ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} \quad (3.14)$$

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,98 \text{ А}$$

$$I_{0.T(2)} = k_{\text{отс}(2)} \cdot k_{\text{БНТ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = 1,15 \cdot 7,05 \cdot 87,98 = 713,3 \text{ А.}$$

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

$$I_{0.T} = \max\{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max\{1,733; 0,713\} = 1733 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{0.T}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237}{1733} \cdot 1 = 4,18,$$

где $k_{\text{от.ч.сх.}}^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ.

По пункту 3.2.21.8 [1] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,17 \text{ А.}$$

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

$$I_{1.НОМ.ТТ} = 150 \text{ А}, I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А},$$

$$n_T = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = 30.$$

$$I_{0.Т(2)} = \frac{I_{0.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1733}{30} \cdot 1 = 57,8 \text{ А}$$

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

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

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

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

Таблица 3.15 – Уставки ТО трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
ТО - 1	вкл	Ввод в работу ступени ТО - 1
Иср. ТО - 1	57,8 А вторичных	Ток срабатывания ТО - 1
Тср. ТО - 1	0,00 с	Время срабатывания ТО - 1

3.4.1.2.2 Максимальная токовая защита

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

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 123,17 = 232,87 \text{ А} \quad (3.15)$$

где $k_{Н.С} = 1.1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН;

$k_H = 1.1$ – коэффициент надежности;

$k_C = 1.5$ – коэффициент самозапуска нагрузки;

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

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

$$k_{ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}^{(2)} = \frac{1076}{232,87} \cdot 0,5 = 4,62,$$

где $k_{ОТ.Ч.СХ.Д/У-11}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр.

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{МТЗ.Т(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{232,87}{30} \cdot 1 = 7,76 \text{ А}.$$

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

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

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t \quad (3.16)$$

где Δt – ступень селективности.

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

Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

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

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

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

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = 5,023 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,023 = 11,4 \text{ кА}$$

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

Выбираем к установке НКУ 0,4кВ «Ассоль» [24] производства ЗАО «Электронмаш» г. Санкт Петербург допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Еmax2.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = \left(I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}} = 5,023^2 \cdot 1 = 25,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 3.16 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	3233	И _{ном} , А	4000
-	-	-	-
i _{уд} , кА	11,4	I _{эл.дин.стойк} , кА	143
-	-	-	-
В _к , кА ² · с	25,2	I _{теп} ² · t _{теп} = 65 ² · 1 =	4225 кА ² · с

Выключатели Еmax2 Е2.2 N с каталожными данными [25]:

Таблица 3.17 – Параметры Еmax2 Е2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
I _{В.НН.РАБ.МАКС} , А	3233	И _{ном} , А	4000
I _{СВ.НН.РАБ.МАКС} , А	2309,4	И _{ном} , А	2500
i _{уд} , кА	11,4	I _{эл.дин.стойк} , кА	143

Вк, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	25,2	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 65^2 \cdot 1 =$	$4225 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}$
----------------------------------	------	--	------------------------------------

Выбираем расцепитель Ekip Dip LSIG.

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

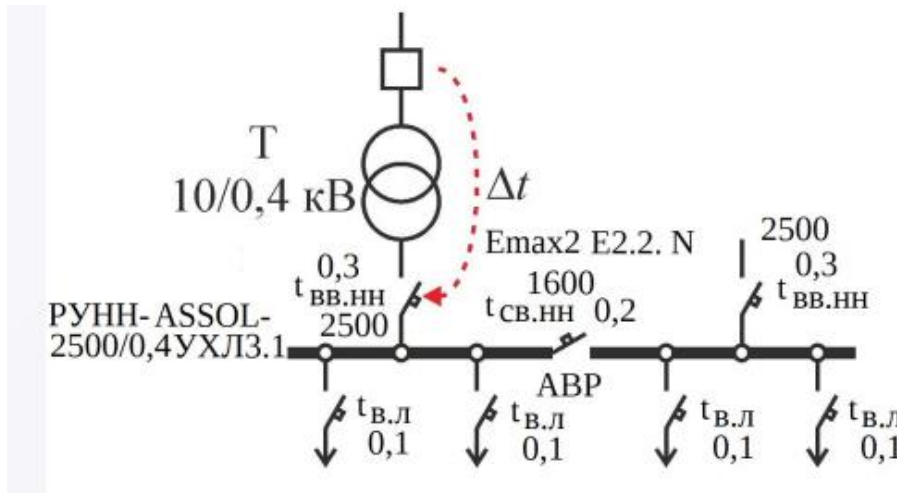


Рисунок 3.3 – НКУ «Ассоль» 0,4 кВ.

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

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

где $t_{\text{откл.ав.в.нн}} = 0,04 \text{ с}$ – время отключения автомата ввода НН трансформатора, по каталогу[25];

$t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ – погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН трансформатора, 10% от уставки, но не более 0,04с, по каталогу[25];

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

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

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

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

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

Примем выдержку времени МТЗ равной 0,6 с.

Таблица 3.18 – Уставки МТЗ трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу степени МТЗ-1
Иср. МТЗ-1	7,76 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	0,60 с	Время срабатывания МТЗ-1

3.4.1.2.3 Защита от перегрузки

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

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 87,98 = 96,23 \text{ А,}$$

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

$k_B = 0,96$ – коэффициент возврата.

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

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{ЗП.Т(2)} = \frac{I_{ЗП.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{96,23}{30} \cdot 1 = 3,2 \text{ А.}$$

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

Таблица 3.19 – Уставки ЗП трансформатора

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

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

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ стороне 0,4 кВ трансформатора изложенной в [26].

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

$$I_{К.МИН.НН}^{(1)} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{1076}{\sqrt{3}} = 621,23 \text{ А.} \quad (3.17)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$k_{ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(1)}}{I_{МТЗ.Т}} = \frac{621,23}{232,87} = 2,67.$$

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

3.4.1.2.5 УРОВ

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

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

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,09 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,09 \cdot 87,98 = 7,92 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{7,92}{30} \cdot 1 = 0,264 \text{ А.}$$

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

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

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

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

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

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

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

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более

50 мс.

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

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

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с}$$

Таблица 3.20 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Isr	0,264 А вторичных	Ток срабатывания
Tsr	0,204 с	Время срабатывания УРОВ
МТЗ-2	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-2
Вн.откл.	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Вкл	Функция УРОВ задействована

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3.4.1.3 Кабельная линия 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей цех.

Типоисполнение устройства РЗА БРМ3-152-КЛ-01. Схема сети и некоторые исходные данные для расчета представлены на рисунке 9.1.3.1.

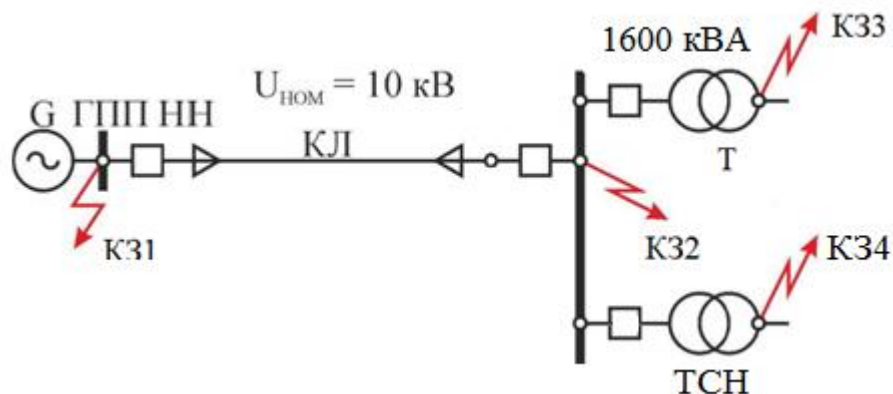


Рисунок 3.4 – КЛ питающая цех

Значение ТКЗ в точках, указанных на рисунке 3.4 представлены в таблице 9.13.

Таблица 3.21 – токи КЗ

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ1–КЗ4, приведенное к стороне 10 кВ, А			
	КЗ1	КЗ2	КЗ3	КЗ4
Максимальный режим	12661	11025	1507	36
Минимальный режим	9452	7237	1076	26

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМ3-152-КЛ-01 [27]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[29]

3.4.1.3.1 Токовая отсечка

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

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \quad (3.18)$$

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

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

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 11,025 = 12,68 \text{ кА}$$

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

Рассмотрим выбор тока срабатывания ТО по второму условию:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}} \quad (3.19)$$

где $k_{\text{БНТ}}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, зависящий от собственного времени срабатывания измерительного органа тока УРЗА. По рекомендации [29] $k_{\text{БНТ}} = 5$;

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

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

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

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq 5 \cdot 4 \cdot 87,98 + 1,8 \cdot 228,9 = 2,172 \text{ кА.}$$

3.4.1.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

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

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

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot \max\{I_{\text{ТО.Д}}; I_{\text{ТО.Т}}\} = 1,1 \cdot \max\{412; 1733\} = 1906,3 \text{ кА (2.49)}$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности согласования равный 1.1 [29].

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

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}} \geq k_{\text{Н}} \cdot \left(\sum I_{\text{Т.НОМ}} + \sum I_{\text{Д.ПУСК}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} \right) \quad (3.20)$$

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}(2)} \geq 1,1 \cdot ((4 \cdot 87,98) + (1 \cdot 5,3 \cdot 43,19) + (3 \cdot 43,19)) = 781,4 \text{ А,}$$

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

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

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

Определяющим является первое условие: $I_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 1906,3 \text{ кА.}$

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

$$I_{\text{К2.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,237 = 6,267 \text{ кА.}$$

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К2.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{6267}{1906,3} \cdot 1 = 3,29,$$

где $k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = 1$ – 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. рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке.

					Лист
					88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

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

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = N_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 4 \cdot 87,98 + 4 \cdot 43,19 = 524,7 \text{ А}$$

Выбираем ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 600 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{Т}} = 600/5$.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1906,3 \cdot 5}{600} = 15,9 \text{ А.}$$

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

Выдержка времени ТОВВ по 1 условию отстраивается от времени действия ТО ЭД и трансформатора цеха. Так как в терминалах серии БМР3-152-КЛ-01 возможна установка выдержки времени равно нулю, то время действия ТО ЭД и трансформатора цеха определяется временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t_{(1)} \quad (3.21)$$

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

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t_{(2)} \quad (3.22)$$

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

Определяющим является второе условие.

Определим значение ступени селективности для 2 условия:

$$\begin{aligned} \Delta t_{(2)} &= t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}} \\ &= 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23 \text{ с.} \end{aligned}$$

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

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

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

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

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = 0,1 + 0,23 = 0,33 \text{ с.}$$

Таблица 3.22 – Уставки ТОВВ

Уставка	Значение	Описание
Раб. ТО-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени ТО-2
Испр ТО -2	15,9 А вторичных	Ток срабатывания ТО-2
Тспр ТО-2	0,33 с	Время срабатывания ТО-2

3.4.1.3.3 МТЗ

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

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

трансформаторов 10/0,4 кВ рассмотрена выше. Выдержка времени МТЗ трансформаторов цеха составляет 0,6 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА Механотроника была определена выше и составляет 0,23 с.

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0.6 + 0.23 = 0.83.$$

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

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0.83 + 0.23 = 1,06.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{11025}{727,5} = 15,15.$$

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

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

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

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

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

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t_{\text{уточн}} = 0.83 + 0.3686 = 1.1986 \text{ с округлим до } 1,2 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} \text{ с,} \quad (3.25)$$

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

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

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{80} ((K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}})^2 - 1) = \frac{1,2}{80} ((15,15)^2 - 1) = 3,43 \text{ с.} \quad (3.26)$$

Временной коэффициент не входит в допустимый диапазон. Возьмем значение 2 конца диапазона.

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

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{2 \cdot 80}{((15,15)^2 - 1)} = 0,7 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

					Лист
					91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{I_{\text{К1.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{12661}{727,5} = 17,4,$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{2 \cdot 80}{((17,4)^2 - 1)} = 0,53 \text{ с.}$$

Для построения плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени (таблица 3.23).

Таблица 3.23

Ток, А	12661	11025	10000	9000	7000	5000	3000
Выдержка времени, с	0,53	0,7	0,85	1,05	1,74	3,46	9,997

Как видно (таблица 3.23) при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

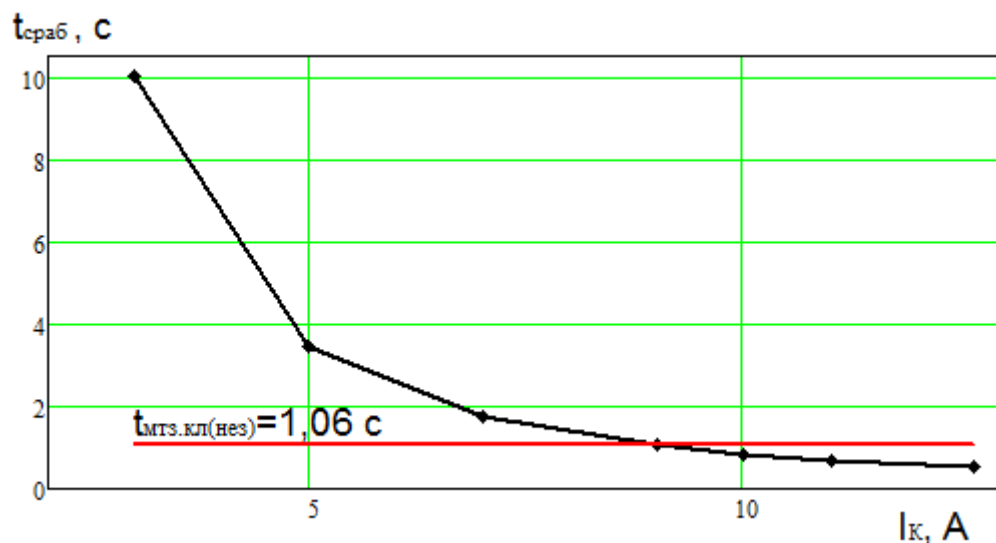


Рисунок 3.5 - Карта селективности для МТЗ КЛ.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{727,5}{120} \cdot 1 = 6,06 \text{ А.}$$

Таблица 3.24 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-3	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	6,06 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	1.06 с	Время срабатывания МТЗ-2
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	не предусмотрено	Ускорение МТЗ-2 не предусмотрено

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

Характеристика	Чрезвычайно инверсная	МТЗ-2 С ЧИ характеристикой
----------------	-----------------------	----------------------------

3.4.1.3.4 Защита от ОЗЗ

Так как у в данном проекте сеть с компенсированной нейтралью, то целесообразно установить централизованную сигнализацию.

3.4.1.3.5 УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 524,7 = 26,2 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{уров}}{n_T} = \frac{26,2}{120} = 0,218 \text{ А}.$$

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

$$I_{УРОВ(2)ФАКТ} = 0,25 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{уров} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{погреш.уров} + t_{зап} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с},$$

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

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

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

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

Таблица 3.25 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Контроль РПВ	не предусмотрен	УРОВ не контролирует положение выключателя по блок-контактам
ВО на УРОВ	не предусмотрено	Внешнее отключение не задействовано в схеме
Кон. тока УРОВ	не предусмотрено	Контроль по току при действии УРОВ на себя не предусмотрен
ВнУРОВВышВыкл	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
Иср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

3.4.1.4 Секционный выключатель 10 кВ.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-СВ-01 [30]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[29]

3.4.1.4.1 МТЗ

В рассматриваемом УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ -1. Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям.

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

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,96} \cdot 524,7 = 661,3 \text{ А}, \quad (3.27)$$

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

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

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

Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 727,5 = 800,25 \text{ А} \quad (3.28)$$

Определяющим является второе условие.

Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя.

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{800,25} \cdot 1 = 10,23. \quad (3.29)$$

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

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237}{800,25} \cdot 1 = 7,83. \quad (3.30)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, надежное резервирование обеспечено.

В ячейке КРУ СВ выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 600 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 600/5$.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{800,25}{120} = 6,7 \text{ А}.$$

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

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

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

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

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

Определим ступень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

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

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,06 + 0,23 = 1,29 \text{ с.}$$

Таблица 3.26 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	6,7 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-	1.29 с	Время срабатывания МТЗ-1

3.4.1.4.2 Логическая защита шин

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

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9,452}{1,5} \cdot 1 = 5,457 \text{ кА} \quad (3.31)$$

Так как ток срабатывания превышает допустимый, примем $I_{\text{ЛЗШ}} = 3 \text{ кА}$. Вторичное значение тока срабатывания:

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

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

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

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

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} = 0,05 \text{ с}$ – время срабатывания измерительного органа тока;
 $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,05 \text{ с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики;

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

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

Таблица 3.27 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ
Ток срабатывания ЛЗШ	3 кА	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,225 с	Время срабатывания ЛЗШ

3.4.1.4.3 АВР

УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Иср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

3.4.1.5 Вводной выключатель 10 кВ.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-ВВ-01 [31]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей[29]

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

3.4.1.5.1 1 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

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

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 800,25 = 880,3 \text{ А.} \quad (3.32)$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{880,3} \cdot 1 = 9,3. \quad (3.33)$$

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

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237}{880,3} \cdot 1 = 7,1. \quad (3.34)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТШЛ-СЭЦ 10 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:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ-1.ВВ}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{880,3}{200} \cdot 1 = 4,4 \text{ А.} \quad (3.35)$$

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

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

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

Определим ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

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

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,23 \text{ с.}$$

$$t_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = 1,29 + 0,23 = 1,52 \text{ с.}$$

Таблица 3.29 – Уставки МТЗ -1

Уставка	Значение	Описание
---------	----------	----------

МТЗ - 1	введена	Ступень МТЗ-1 введена в действие
Иср МТЗ -1	4,4 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ - 1
Тср МТЗ -1	1,52 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Выведена	1 ОВ МТЗ-1 не задействован
Выдержка Т2	Введена	2 ОВ МТЗ-1 задействован

3.4.1.5.2 2 ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} = I_{\text{МТЗ-2.ВВ}} = 963,5\text{А}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

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

Выдержка времени 2 ступени при ускорение равна минимально допустимой:

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

Таблица 3.30 – Уставки МТЗ -2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 2	введена	Ступень МТЗ21 введена в действие
Иср МТЗ -2	4,4 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ -
Тср МТЗ -1	1,52 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Введена	1 ОВ МТЗ-1 задействован
Выдержка Т2	Выведена	2 ОВ МТЗ-1 не задействован
Т1 прямое	180 с	Уставка по времени 1 ОВ МТЗ -1
Ускорение	Введено	Введено ускорение МТЗ-2 при включение выключателя
Т ускр	0,1	Выдержка времени МТЗ-2

3.4.1.5.3 ЛЗШ

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{1.5} \cdot 1 = 5457,1 \text{ А} \quad (3.36)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{5457,1}{200} = 27,3 \text{ А.}$$

Входит в диапазон от 1,25 до 200 А.

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

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

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

Таблица 3.31 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ

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

П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР

Лист

98

Ток срабатывания ЛЗШ	27,3 А	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,225 с	Время срабатывания ЛЗШ

3.4.1.5.4 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.ВВ}} = 0,05 \cdot 524,7 = 26,2 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{26,2}{200} = 0,131 \text{ А}.$$

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

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

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

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

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

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

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

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

Таблица 3.32 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Иср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

3.4.1.6 Ячейка ТН 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-ВВ-01 [32]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей[29]

3.4.1.6.1 Пуск по напряжению МТЗ.

Напряжение срабатывания реле фильтра обратной последовательность

$$U_{\text{ВМБ.У2}} = 6 \text{ В}.$$

Допустимый диапазон от 5 до 20В.

Напряжение срабатывания (вторичное) реле линейных напряжений:

$$U_{\text{ВМБ.Ул}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{В}}} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В}, \quad (3.37)$$

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

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

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

Допустимый диапазон от 20 до 80 В.

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

По каталогу изготовителя кабеля:

– $R_{\text{уд.кл}} = 0,265 \text{ Ом/км}$;

– $X_{\text{уд.кл}} = 0,179 \text{ Ом/км}$;

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд.кл}} = \sqrt{R_{\text{уд.кл}}^2 + X_{\text{уд.кл}}^2} = \sqrt{0,265^2 + 0,179^2} = 0,32 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (3.38)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{\text{кл.мин.реж}} = \frac{Z_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}}}{N_{\text{ц}} - 1} = \frac{0,32 \cdot 1,8}{3 - 1} = 0,288 \text{ Ом}. \quad (3.39)$$

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

$$U_{\text{л.ост}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{кл.мин.реж}} \cdot I_{\text{кз.мин.кл}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,288 \cdot 7,237 = 3,61 \text{ кВ}.$$

Вторичное напряжение при этом составит $U_{\text{л.ост}(2)} = 36,1 \text{ В}$, так как коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}/100$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{вмб.ул}}}{U_{\text{л.ост}(2)}} = \frac{66}{36,1} = 1,83.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного по пункту 3.2.21.1 [1], больше чем 1,5.

3.4.1.6.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю.

УКИ в рассматриваемом УРЗА выполнено двухступенчатым.

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

$$U_{033 \text{ рн1 зУо}} = 15 \text{ В (вторичное)}, \text{ допустимый диапазон } 5 - 99 \text{ В}.$$

Время срабатывания 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [33]:

$$t_{033 \text{ т1}} = 9 \text{ с}, \text{ допустимый диапазон } 0,03 - 99,99 \text{ с}.$$

3.4.1.6.3 ЗМН

Первая ступень ЗМН используется для отключения ВВ секции шин 10 кВ при исчезновении напряжения, одновременно запуская схему АВР СВ.

Напряжение срабатывания, рекомендуемое [29]:

$$U_{\text{ЗМН рн1}} = 30 \text{ В}.$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН т1}} = t_{\text{макс.рз}} + \Delta t,$$

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок (Приложение Д) из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [34], входящий в состав шкафа ШЗТ-МТ.

3.4.2.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Для выбора номинального тока ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток $I_{\text{вх.расч}}$ по выражению:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (3.40)$$

Со стороны ВН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Со стороны НН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,2 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки вне зависимости от схемы соединения ОРУ ВН ПС:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А.}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА, принято 5 А. С сайты фирмы[35] ОАО «Эльмаш(УЭТМ)» г. Екатеринбург выбираем встроенный ТРГ-УЭТМ-110-200/5.

Следовательно:

$$K_{1.\text{ВН}} = \frac{200}{5}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1837 \text{ А}$$

С сайты фирмы[12] «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТОЛ-СЭЦ 10 – 2000/5.

Следовательно:

$$K_{1.\text{НН}} = \frac{2000}{5}.$$

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}} = \frac{125,5}{40} = 3,14 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

					Лист
					102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}(2)} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1.\text{НН}}} = \frac{1312,2}{400} = 3,28 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации.

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}}=2,5 \text{ А}$;

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}}=2,5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (3.41)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;

ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся

$U_{\text{рег}} = 0,05$ для чувствительной уставки. Для грубой 0,12;

$F_{\text{выр}}$ - относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

Для чувствительной уставки:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Ч}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Г}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}=0,2 \text{ А}$.

Расчет коэффициента торможения $K_{\text{ТОРМ.2}}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{\text{НБ.РАСЧ}}$ выполняется по выражению:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{ВЫР}}, \quad (3.42)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{\text{пер}}$ это расчетная величина, зависящая от погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, а именно влияет предельная кратность K_{10} . Для этого оценим коэффициент K_{10} для сторон ВН и НН по выражению:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТА}} \cdot K_{10}}{I_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (3.43)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{200 \cdot 20}{175,7} = 22,8.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{2000 \cdot 20}{1837} = 21,8.$$

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $K_{10.\text{ОТН}} > 20$, то принимается $K_{\text{пер}}=2,0$

Определяем ток небаланса для чувствительной уставки:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.Ч}} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28.$$

Определяем ток небаланса для грубой уставки:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.Г}} = 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,03 = 0,35.$$

					Лист
					103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{\text{ТОРМ.2}} = 1,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ.}} \quad (3.44)$$

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного $1,5 I_{\text{НОМ}}$.

Для чувствительной уставки:

$$K_{\text{ТОРМ.2.Ч}} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{\text{ТОРМ.2.Ч}}=0,35$

Для грубой уставки:

$$K_{\text{ТОРМ.2.Г}} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,35 - 0,2 = 0,48.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{\text{ТОРМ.2}}=0,48$

Коэффициент торможения $K_{\text{ТОРМ.3}}$ на третьем участке выбирается с учётом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса. Методика точно расчета с учётом всех влияющих факторов сложна. В руководстве рекомендуется целесообразное использование следующих приближенных значений: для трансформаторов мощностью 25 МВА и менее следует принять $K_{\text{ТОРМ.3}}$ равным 0,7; для трансформаторов мощностью 40 МВА и более следует принять $K_{\text{ТОРМ.3}}$ равным 0,9.

В данном случае установлен трансформатор мощностью 32 МВА, что более 25 МВА, поэтому $K_{\text{ТОРМ.3}}$ принимается равным 0,9.

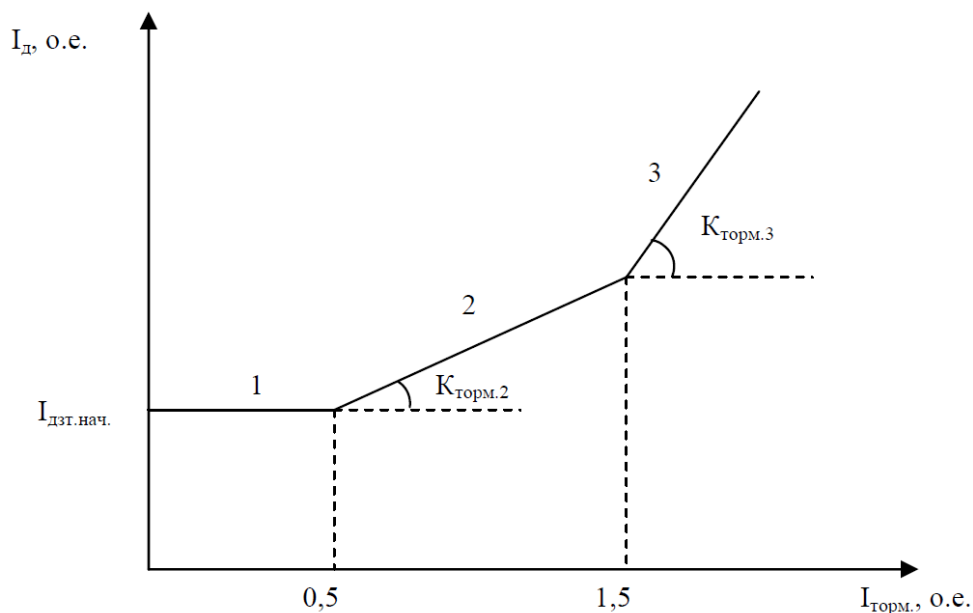


Рисунок 3.7 – Тормозная характеристика

3.4.2.1.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{\text{ИПБ}}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется значение $K_{\text{ИПБ}}$, равное 0,38

3.4.2.1.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ определяется соотношением:

$t_{\text{ВОЗР.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;
 $t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;
 $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

3.4.2.2 Расчет защит линии 110/10 кВ

Дистанционная защита (ДЗ) применяется в качестве резервной защиты от многофазных КЗ на линиях 110 кВ и выше. ДЗ реагирует на расстояние (сопротивление) до точки КЗ, срабатывая при близких КЗ, когда сопротивление, подведенное к терминалу снижается (ДЗ относится к защитах минимального действия). Обычно ДЗ выполняется трехступенчатой.

При отсутствии методических указаний на сайте ФСК ЕЭС для данной фирмы-изготовителя устройств РЗА расчет параметров производится по руководящим указаниям [37]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы-разработчика на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А (рисунок 3.8).

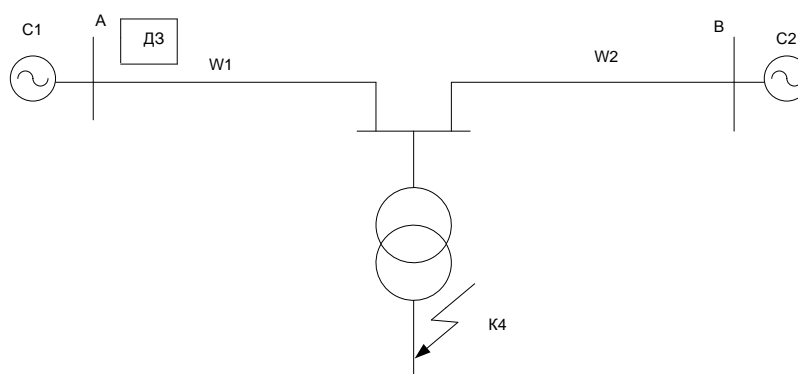


Рисунок 3.8 – Схема сети

Для линий 110 кВ примем марку проводов АС-150/24. Необходимые для дальнейшего расчета погонные параметры защищаемой линии примем согласно справочнику по проектированию электрических сетей под редакцией Д. Л. Файбисовича 2006 года выпуска:

$$r_0 = 0,204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \quad x_0 = 0,42 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Определим активное сопротивление участков R1 и R2:

$$R_1 = r_0 \cdot L_{W1} = 0,204 \cdot 20 = 4,08 \text{ Ом.} \quad (3.47)$$

$$R_2 = r_0 \cdot L_{W2} = 0,204 \cdot 30 = 6,12 \text{ Ом.} \quad (3.48)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, для АС-240/39 равно 0,118 Ом/км;

L_{W1}, L_{W2} – длины линий соответственно, км.

Аналогично определим индуктивное сопротивление участка X_1 и X_2 подставив значения в (79) и (80):

$$X_1 = x_0 \cdot L_{W1} = 0,42 \cdot 20 = 8,4 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = x_0 \cdot L_{W2} = 0,42 \cdot 30 = 12,6 \text{ Ом.}$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, для АС-240/39 напряжением 110 кВ равно 0,435 Ом/км.

Полное сопротивление участков:

					Лист
					107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$k_{T1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{125,5}{1312,2} = 0,096. \quad (3.57)$$

Значения токов взяты из программы ТОКО.

Подставим числовые значения в формулу (88) и получим:

$$\begin{aligned} Z_{с.з.22}^1 &\leq 0,85 \cdot \left(z_1 + \frac{z_{TP}}{k_{T.TP}} \right) = 0,85 \cdot \left(9,34 \cdot e^{j64,1^\circ} + \frac{55,5 \cdot e^{j87,4^\circ}}{0,096} \right) \\ &= 7,94 \cdot e^{j64,1^\circ} + 491,4 \cdot e^{j87,4^\circ} = 498 \cdot e^{j87^\circ} \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Выберем минимальное сопротивление из двух условий:

$$Z_{с.з.2}^1 = \min\{z_{с.з.11}^1; z_{с.з.12}^1\} = \{17,2; 498\} = 49,8 \text{ Ом.}$$

Характеристику срабатывания первой и второй ступени ДЗ изобразим на рисунке 3.9.

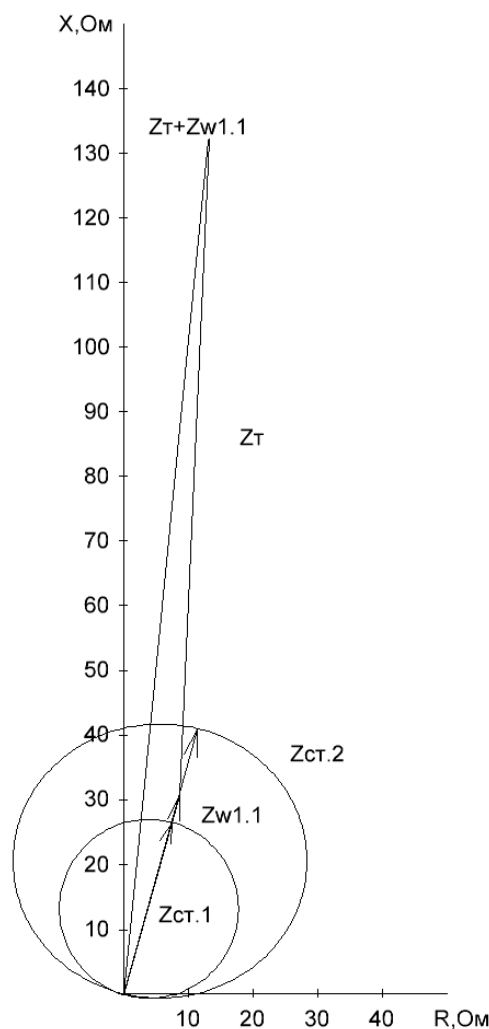


Рисунок 3.9 – Характеристика срабатывания первой и второй ступени ДЗ.

Определим выдержку времени второй ступени ДЗ:

$$\begin{aligned} t_{2ст} &= t_{откл. ВЭБ-220} + t_{погр. защ. тр.} + t_{В.тр} + t_{возвр. МТЗ} + t_{запаса} = \\ &= 0,05 + 0,01 + 1,2 + 0,04 + 0,1 = 1,4 \text{ с.} \end{aligned}$$

					Лист
					109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Определим уставки ступеней ДЗ:

$$Z_{с.3}^2 = \frac{Z_{с.3}^1 \cdot n_{\Gamma}}{n_H},$$
$$Z_{с.31}^2 = \frac{Z_{с.31}^1 \cdot n_{\Gamma}}{n_H} = \frac{7,94 \cdot 40}{1100} = 0,289 \text{ Ом},$$
$$Z_{с.32}^2 = \frac{Z_{с.32}^1 \cdot n_{\Gamma}}{n_H} = \frac{49,8 \cdot 40}{1100} = 1,811 \text{ Ом},$$
$$Z_{с.33}^2 = \frac{Z_{с.33}^1 \cdot n_{\Gamma}}{n_H} = \frac{245,4 \cdot 40}{1100} = 8,923 \text{ Ом}.$$

4. ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ РАЗНЫХ ТИПОВ И МАРОК В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В электроустановках применяется несколько типов высоковольтных выключателей – воздушные, масляные, вакуумные и элегазовые.

Выключатели – это важнейший элемент оборудования распределительных устройств подстанций, так как данный коммутационный аппарат осуществляет включение и отключение участков электрической сети под рабочим током нагрузки, а в случае возникновения аварийных режимов – очень большие токи, токи короткого замыкания.

От качества и безотказности их работы зависит надежность электроснабжения потребителей, а также сохранность целостности оборудования в случае возникновения аварийных ситуаций. Следовательно, вопрос выбора высоковольтных выключателей является одним из важнейших. Итак, какому типу выключателей лучше отдать предпочтение? Разберемся в этом более подробно.

Воздушные выключатели, как наименее эффективные, крупные по габаритным размерам и дорогие в обслуживании, в наше время практически не используются, все старые воздушные выключатели постепенно заменяют более эффективными и надежными выключателями. Поэтому выключатели данного типа рассматривать не будем.

Приведем сравнительную характеристику масляных, вакуумных и элегазовых высоковольтных выключателей, рассмотрев их достоинства и недостатки в разных критериях, которые учитывают при выборе выключателей.

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

как правило, должна производиться замена всего оборудования – реконструкция (техническое переоснащение) распределительного устройства.

Электрическая прочность дугогасящей среды – одна из важнейших характеристик выключателей. В данном случае элегаз имеет самую высокую диэлектрическую прочность, особенно на напряжении 110кВ и выше. Дугогасящая среда вакуумных выключателей на напряжение до 110кВ включительно не уступает по электрической прочности элегазовым. Масляные выключатели характеризуются более низкой электрической прочностью дугогасящего промежутка.

Не менее важной характеристикой является коммутационный ресурс выключателя – количество циклов работы выключателя. Количество циклов включений и отключений выключателя зависит от величины коммутируемых токов. В данном случае, чем больше ток, тем быстрее выключатель исчерпывает свой коммутационный ресурс.

Что касается коммутационного ресурса, то выключатель, не зависимо от типа, рассчитан на определенное количество отключений, в зависимости от величины отключаемых токов – номинальных или токах отключения величиной до нескольких десятков кА.

Если это вакуумный выключатель, то после исчерпания коммутационного ресурса он подлежит замене, так как его дугогасящая камера с контактной системой не обслуживаются. Элегазовый выключатель после исчерпания ресурса подлежит капитальному ремонту, в процессе проведения которого оценивается состояние выключателя, устанавливается возможность дальнейшей эксплуатации коммутационного аппарата.

Масляный выключатель имеет значительно меньший межремонтный ресурс. Как правило, после семи автоматических отключений токов короткого замыкания, необходимо выполнять капитальный ремонт коммутационного аппарата. Это обусловлено в первую очередь тем, что дугогасящая среда – трансформаторное масло подлежит замене, так как оно теряет свои изоляционные и дугогасящие свойства.

Что касается веса выключателей, то если рассматривать, к примеру, разные типы выключателей на напряжение 110кВ, то очевидно, что элегазовый и вакуумный даже при более улучшенных эксплуатационных характеристиках, имеют в несколько раз меньший габаритный размер, чем масляные.

Например, масляный выключатель МКП-110 имеет вес почти 17 тонн, в то время как более надежный и имеющий больший коммутационный ресурс, элегазовый выключатель 3AP1DT-126 фирмы Siemens имеет вес всего 3,6 т, при этом габаритные размеры элегазового выключателя в несколько раз меньше масляного.

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

окружающую среду. Единственное, на что следует обратить внимание – это элегаз (изолирующая и дугогасящая среда выключателя).

Данный газ является опасным для окружающей среды. Но в связи с тем, что технически исправный и периодически обслуживаемый элегазовый выключатель имеет малый процент утечек элегаза, можно считать, что такой выключатель вреда окружающей среде не наносит. Исключение составляют случаи, когда по причине повреждения бака выключателя элегаз полностью выходит из бака в атмосферу.

Вакуумный выключатель с точки зрения экологии, является самым безопасным, так как он не содержит никаких вредных веществ, его рабочая дугогасящая среда – вакуум, то есть отсутствие каких-либо газов или жидкостей.

Подводя итог, можно сделать вывод, что наиболее эффективными, качественными, надежными и предпочтительными с точки зрения пожаробезопасности и экологии являются элегазовые и вакуумные высоковольтные выключатели. Ведущие производители коммутационных аппаратов данного типа с каждым годом все более совершенствуют продукцию, делая ее более надежной и эффективной. Поэтому в наше время масляные выключатели практически не выпускаются, скоро они уйдут в прошлое вместе с воздушными выключателями.

При строительстве новых объектов и техническом переоснащении старых, отдается предпочтение исключительно элегазовым и вакуумным высоковольтным выключателям. Только такие выключатели способны обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей и в полной мере обеспечить свои эксплуатационные характеристики, при этом они полностью соответствуют нормам безопасности обслуживания, пожаробезопасности и экологичности.

					<i>П-4.72.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате дипломного проекта был проведен анализ сети 110 кВ, спроектирована двухтрансформаторная подстанция, выбраны и проверены силовые трансформаторы, ячейки выключателей, предохранители. Выбраны виды и типоразмеры устройств релейной защиты и автоматики по каталогам фирмы-разработчика «Механотроника». 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. Для проверки чувствительности использовались значения минимальных токов короткого замыкания, рассчитанные в программе ТоКо. 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 использовались переводным коэффициентом.

					<i>П-4.72.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

30. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-СВ-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-SV-01.pdf>
31. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ВВ-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-VV-01.pdf>
32. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-152-Д-ТН-01. - <http://www.mtrele.ru/files/documents/2015/re/6-35/BMRZ-100/BMRZ-152-TN-01.pdf>
33. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотека электротехника; Вып. 11(35)].
34. БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ БМРЗ-ТД. - [http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03\(04\)-20-11_\(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03(04)-20-11_(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD).pdf)
35. Элегазовые трансформаторы тока типа ТРГ- УЭТМ 110 - http://www.uetm.ru/products/146/177/_aview_b16
36. Шкафы РЗА для подстанций 110-110 кВ. - http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/shkafi_dlya_podstanciy_110_kv1/
37. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

					<i>П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.

Таблица 1 – Параметры воздушных линий электропередач

Линия	УН	УК	Марка	Длина L, км	Напряжение U _{ном} , кВ
1	Болото-1	Завод-1	2хАС-120/19	35	110
2	Завод-2	Болото-1	АС-150/24	55	110
3	Болото-1	Северозападная	2хАС-120/19	45	110
4	ТЭЦ-1	Болото-1	АС-240/32	60	110
5	ТЭЦ-1	Завод-2	АС-2х240/32	60	110
6	Солнечная	Завод-2	АС-150/24	17	110
7	Болото-1	Первая	2хАС-150/24	30	110
8	Северозападная	Болото-2	2хАС-185/24	20	110
9	ТЭЦ-2	Солнечная	АС-150/24	29	110
10	ТЭЦ-2	Завод-2	2хАС-120/19	40	110
11	Завод-2	Северозападная	2хАС-150/24	40	110

Приложение 2.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей

№ п/п	Название	Тип	U _{ном} , кВ	P, МВт	Q, МВАр
0	Завод-1	Базисный	110	–	–
1	Болото-1	Обычный	110	31	9,3
2	Речная	Обычный	110	54	27,28
3	Завод-2	Обычный	110	17	7,65
4	Северозападная	Обычный	110	47	7,3
5	Первая	Обычный	110	25	10,8
6	ТЭЦ-2	Обычный	110	8	0,9
7	ТЭЦ-1	Обычный	110	50	15,3
8	Солнечная	Обычный	110	13	6,7

Приложение 3.

Мощность генераторов электростанций заданы в таблице 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов электростанций

Название ЭС	n × P _{ном Г} , МВт
ТЭЦ-1	2х110
ТЭЦ-2	2х25+60

Подстанция Завод-1 является базисным и балансирующим узлом, в таблице 4 задаются напряжения в различных режимах.

					П-472.13.03.02.2020.113 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

Приложение 4.

Таблица 4 – Напряжения балансирующего узла

U п/ст		
U _{МАКС} , кВ	U _{МИН} , кВ	U _{ПАВ} , кВ
114	117	111

К подстанции Болото-2 подходит одна двухцепная линия ввода и отходит одна двухцепная транзитная линия. С учетом перспективного роста нагрузок на новой подстанции потребление будет составлять 27,6 МВА.

Известна нагрузка подстанции. От РУ НН отходит 6 кабельных линий длиной 1,8 км к РУ с одинаковой нагрузкой:

4 Трансформатора 10,5/0,4 кВ, несущих постоянную нагрузку, мощностью 1,6 МВА;

4 Асинхронных двигателя АД-4, мощностью 630 кВт, с $\cos\phi = 0,88$, с КПД 95,7%, с коэффициентом пуска 5,3.