

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.

«Развитие районной электрической сети с решением вопросов энергосбережения»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР

Руководитель, профессор

_____/ Б.Г. Булатов /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-472

_____/ Д.В. Бабкин /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, профессор

_____/ Б.Г. Булатов /

« ____ » _____ 2020 г.

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Бабкина Дмитрия Владимировича

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие районной электрической сети с решением вопросов энергосбережения» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 2020 г. № _____

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

3. Исходные данные к работе

Дана схема районной электрической сети (лист 1 формата А1).

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

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

Таблица 1– Параметры ЛЭП

№ п/п	Начало линии в узле	Конец линии в узле	Марка	Длина L, км	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	Седьмая	Первая	АС-70/11	36	110
2	Пятая	Седьмая	АС-150/24	14	110
3	Шестая	Пятая	АС-150/24	20	110
4	Базисный	Первая	АС-120/19	18	110
5	Шестая	Вторая	АС-70/11	17	110
6	Вторая	Базисный	АС-120/19	14	110
7	Восьмая	Шестая	2хАС-95/16	35	110
8	Восьмая	Вторая	2хАС-95/16	25	110
9	Электростанция	Восьмая	2хАС-240/32	20	110
10	Электростанция	Четвертая	2хАС-240/32	15	110
11	Электростанция	Третья	2хАС-120/19	12	110
12	Четвертая	Пятая	2хАС-150/24	45	110

Таблица 2 – Нагрузки потребителей

Номер	Название	P, МВт	Q, Мвар
0	Базисный	-	-
1	Первая	19	13
2	Вторая	3	1,4
3	Третья	22	9,1
4	Четвертая	33	13,2
5	Пятая	43	19
6	Шестая	4,5	2,8
7	Седьмая	21	14,3
8	Электростанция	20	9,6
9	Восьмая	18,86	11,32

Мощность генераторов электростанций ЭС1 и ЭС2 заданы в таблице 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов электростанций

Название ЭС	$n \times P_{ном Г}$, МВт
Электростанция	2х110

Для балансирующего или базисного узла (БУ) таблице 4 задаются напряжения в режимах максимальных, минимальных нагрузок и в послеаварийном.

Таблица 4 – Напряжения балансирующего узла

U п/ст		
U _{МАКС} , кВ	U _{МИН} , кВ	U _{ПАВ} , кВ
113	116	111

К подстанции Восьмая подходит одна линия ввода и отходит одна транзитная линия. С учетом перспективного роста нагрузок на подстанции Новая потребление будет составлять 32,9 МВА.

Известна нагрузка подстанции. От РУ НН отходит 8 кабельных линий длиной 1,3 км к РУ с одинаковой нагрузкой:

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

1 Асинхронных двигателя АД-4, мощностью 630 кВт, с $\cos\phi = 0,88$, с КПД 95,4%, с коэффициентом пуска 5,2.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Баланс активных и реактивных мощностей;
- 2) Анализ схемы электрической сети района;
- 3) Расчет основных установившихся режимов работы сети;
- 4) Разработка главной схемы подстанции;
- 5) Выбор силового и коммутационного оборудования на подстанции;
- 6) Выбор видов и типоразмера релейной защиты и автоматики подстанции;

7) Расчет уставок релейной защиты.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема районной сети 110 кВ, 1 лист формата А1;
- 2) Карты режимов, 1 лист формата А1;
- 3) Схема электрическая подстанции 110/10 кВ, 1 лист формата А1;
- 4) План ОРУ подстанции 110/10 кВ Восьмая, 1 лист формата А1;
- 5) Размещение терминалов, 1 лист формата А1;
- 6) Презентация, выполненная в программе Microsoft PowerPoint.

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		
Расчёт режимов сети 110 кВ		
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 110 кВ		
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 10 кВ		
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи		
Рассмотрение общих требований к РЗА на подстанции		
Выбор видов и типоразмера РЗА на подстанции		
Расчет уставок терминалов РЗА		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / Б.Г. Булатов /

Студент _____ / Д.В. Бабкин /

АННОТАЦИЯ

Бабкин Д.В. – Развитие районной электрической сети с решением вопросов энергосбережения. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 126, илл. 22, табл. 60. Список литературы – 37 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В данной выпускной квалификационной работе выполнен расчет и анализ существующей схемы сети. Рассмотрен вариант реконструкции сети, выполнены расчёты минимального, максимального и аварийных режимов сети. Выбраны схемы подстанции на сторонах ВН и НН. Было выбрано оборудование на подстанции. Также был произведен выбор релейной защиты и автоматики для данного оборудования. Дополнительно была рассмотрена проблема энергосбережения.

На чертежи формата А1 была вынесена схема сети, схемы с режимами этой сети из программы NetWorks, схема проектируемой подстанции, её план и схема расстановки устройств релейной защиты и автоматики на подстанции.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Бабкин</i>				<i>Развитие районной электрической сети с решением вопросов энергосбережения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Булатов</i>					7	126	
<i>Н. контр.</i>	<i>Булатов</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>			
<i>Утв.</i>	<i>Кирличникова</i>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 АНАЛИЗ РАЙОННОЙ СЕТИ.....	9
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	9
1.1.1 Баланс активных мощностей	9
1.1.2 Баланс реактивных мощностей	10
1.2 Анализ схемы электрической сети района	14
1.2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях	14
1.2.2 Анализ работы трансформаторов на электростанциях	15
1.2.3 Проверка сечений проводов ЛЭП	16
1.2.4 Анализ работы сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП.....	17
1.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети	20
1.3.1 Максимальный режим работы сети	20
1.3.2 Минимальный режим работы сети.....	22
1.3.3 Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети.....	23
2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ	27
2.1 Выбор схемы соединений основного оборудования.....	27
2.2 Определение потоков мощности	27
2.3 Выбор трансформаторов	27
2.4 Выбор линий электропередач	28
3 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ	31
3.1 Выбор схем распределительных устройств	31
3.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	32
3.3 Расчет токов короткого замыкания	33
3.4 Ограничение токов короткого замыкания.....	35
3.5 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств кон- троля и измерений.....	35
4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	51
4.1 Определение мощности потребителей собственных нужд	51
4.2 Выбор трансформатора собственных нужд	52

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

4.3 Выбор схемы питания собственных нужд.....	52
5 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ.....	53
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ НОВАЯ.....	57
6.1 Выбор видов РЗА для всех объектов проектируемой ПС	57
6.1.1 Общие требования к РЗА	57
6.1.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-изготовителя устройств	66
6.1.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ.....	61
6.1.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ.....	68
6.2 Выбор типоразмера устройств РЗА для всех объектов.....	72
6.2.1 Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ	72
6.2.2 Выбор типоразмера терминалов РЗА 110 кВ.....	74
6.3 Расчет параметров устройств РЗА	76
6.3.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ	76
6.3.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ.....	112
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	123

ВВЕДЕНИЕ

Из всех отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Энергетика – это та отрасль производства, которая развивается невиданно быстрыми темпами.

Целью энергетической политики России, представленной в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Современное состояние электроэнергетики характеризуется рядом проблем системного характера: высоким уровнем физического и морального износа оборудования, низкой эффективностью использования топлива, неравномерностью роста энергопотребления по территории страны, которая ведет к недостатку активной мощности генерации и сетей электропередачи в ряде районов пиковых нагрузок.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство городов и поселков, причем на промышленность приходится большая часть потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Темой данной работы является разработка и подключение подстанции 110/10 кВ. Основные задачи, решаемые при проектировании, заключаются в выборе рационального выбора числа и мощности трансформаторов, выбора линий электропередач и коммутационных аппаратов.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

1 АНАЛИЗ РАЙОННОЙ СЕТИ

1.1 Баланс мощностей

Рассчитываем баланс мощности для исходных данных, проверяем дефицитна или избыточна сеть и есть ли необходимость в компенсации реактивной мощности.

1.1.1 Баланс активных мощностей

Баланс активной мощности с учетом потерь при передаче должен соблюдаться, иначе частота будет отклоняться от номинального значения [1].

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:

$$\sum P_{\Gamma} = P_{\Gamma}. \quad (1.2)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.2), получим:

$$\sum P_{\Gamma} = 110 + 110 = 220 \text{ МВт.}$$

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:

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{н}} = & P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + \\ & + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{\text{эс1}} + P_{\text{эс2}}. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.4), получим:

$$\sum P_{\text{н}} = 19 + 3 + 22 + 33 + 43 + 4,5 + 21 + 18,86 + 20 = 184,4 \text{ МВт.}$$

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 (1.5), получим:

$$\sum P_{\text{сн}} = 0,06 \cdot 220 = 13,2 \text{ МВт.}$$

Мощности потерь мощности в линиях:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

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

Подставив числовые значения в формулу (1.6), получим:

$$\sum \Delta P_{л} = 0,025 \cdot 184,4 = 4,6 \text{ МВт},$$

Мощности потерь мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{т} = 0,015 \cdot \sum P_{н} \quad (1.7)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.7), получим:

$$\sum \Delta P_{т} = 0,015 \cdot 184,4 = 2,77 \text{ МВт}.$$

Подставив числовые значения в формулу (1.3), получим:

$$\sum P_{п} = 184,4 + 13,2 + 4,6 + 2,77 = 204,9 \text{ МВт}.$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности:

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

Подставив числовые значения в формулу (1.8), получим:

$$P_{с} = 220 - 204,9 = 15,1 \text{ МВт}.$$

Сеть избыточна по активной мощности.

1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Баланс реактивной мощности по всей системе влияет на уровень напряжения сети [1].

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

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

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

Потребление реактивной мощности в системе:

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

где мощность нагрузок потребителей:

$$\sum Q_{н} = \sum P_i \operatorname{tg}(\varphi_i) . \quad (1.11)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Подставив числовые значения в формулу (1.11), получим:

$$\Sigma Q_H = 13 + 1,4 + 9,1 + 13,2 + 19 + 2,8 + 14,3 + 11,32 + 9,6 = 93,7 \text{ Мвар.}$$

Мощность собственных нужд электрических станций:

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

Подставив числовые значения в формулу (1.12), получим:

$$\Sigma Q_{CH} = 13,2 \cdot 0,7 = 9,24 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в линиях:

$$\Sigma \Delta Q_L = 0,06 \cdot \Sigma Q_H. \quad (1.13)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.13), получим:

$$\Sigma \Delta Q_L = 0,06 \cdot 93,7 = 5,6 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Sigma \Delta Q_T = 0,09 \cdot \Sigma Q_H. \quad (1.14)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.14), получим:

$$\Sigma \Delta Q_T = 0,09 \cdot 93,7 = 8,4 \text{ Мвар.}$$

Подставив числовые значения в формулу (1.10), получим:

$$\Sigma Q_{\Pi} = 93,7 + 9,24 + 5,6 + 8,4 = 117 \text{ Мвар.}$$

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

$$\Sigma Q_G = \Sigma P_G \cdot tg(\varphi_G). \quad (1.15)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.15), получим:

$$\Sigma Q_G = 220 \cdot tg(\arccos(0,95)) = 72,3 \text{ Мвар.}$$

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

$$\Sigma Q_3 = 0,03 \cdot l_{110}. \quad (1.16)$$

Подставив числовые значения в формулу (1.16), получим:

$$\Sigma Q_3 = 0,03 \cdot (36 + 14 + 20 + 18 + 17 + 14 + 2 \cdot 35 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 20 + 2 \cdot 15 + 2 \cdot 12 + 2 \cdot 45) = 0,03 \cdot 423 = 12,7 \text{ Мвар.}$$

Обменной реактивной мощностью соседней энергосистемы:

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

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подставив числовые значения в формулу (1.17), получим:

$$Q_c = 15,1 \cdot 0,35 = 5,3 \text{ Мвар} .$$

Мощность компенсирующих устройств определяется из равенства

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

Подставив числовые значения в формулу (1.18), получим:

$$Q_{ку} = 117 - 72,3 - 12,7 + 5,3 = 37,3 \text{ Мвар}.$$

Мощность компенсирующих устройств (КУ), работающих в режиме генерации реактивной мощности – 37,3 Мвар. Если выбирать компенсирующее устройство, то ближайшее КУ, генерирующее реактивную мощность для подстанций 110 кВ, БСК-110-37,5 УХЛ1 – батарея статических конденсаторов, номинальной мощностью 37,5 Мвар [2].

Достоинствами БСК являются их малая стоимость, несложность в эксплуатации, низкие удельные потери активной мощности, а также свобода при выборе места установки. Однако у них есть и существенные недостатки, такие как: ступенчатое регулирование, путем включения и отключения части конденсаторов; снижение располагаемой мощности при уменьшении напряжения в сети; отрицательный регулирующий эффект – снижение мощности приводит к еще большему снижению напряжения.

1.2 Анализ схемы электрической сети

Анализ существующей сети внешнего электроснабжения включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки линий и трансформаторов, условий регулирования напряжения, экономичности.

1.2.1 Анализ работы трансформаторов на подстанциях

На понижающих подстанциях 110/10(6) кВ установлены трансформаторы, показанные в таблице 1.1.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Таблица 1.1 – Трансформаторы, установленные на подстанциях

№ п/п	Название п/ст	Трансформаторы 2хТ	Нагрузка Р, МВт	Нагрузка Q, Мвар	Нагрузка S, МВА
1	Первая	ТДН-25000/110	19	13	23
2	Вторая	ТМН-2500/110	3	1,4	3,3
3	Третья	ТДН-25000/110	22	9,1	23,8
4	Четвертая	ТРДН-25000/110	33	13,2	35,5
5	Пятая	ТРДН-40000/110	43	19	47
6	Шестая	ТМН-6300/110	4,5	2,8	5,3
7	Седьмая	ТДН-25000/110	21	14,3	25,4
8	Восьмая	ТДН-16000/110	18,86	11,32	22

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.

$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ – 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.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 1.2 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов п/ст

№ п/ст	$S_{нб}$, МВА	$S_{ав}$, МВА	S_T , МВА	k_3 , %	$k_{ав}$, %	перегрузка
1	5,20	5,20	2x16	16,3	32,5	нет
2	1,22	1,22	2x2,5	24,4	48,8	нет
3	0	0	2x2,5	0	0	нет
4	1,22	1,22	2x10	6,1	12,2	нет
5	4,65	4,65	2x16	14,5	29,1	нет
6	3,86	3,86	2x16	12	24	нет
7	34,54	34,54	2x25	67,1	138,2	нет
8	106,3	106,3	2x80	66,4	132,9	нет

При исходных нагрузках все трансформаторы работают без перегрузки и многие из них недогружены.

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 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов ЭС

ЭС, №	$S_{ном ген}$, МВА	Трансформаторы	k_3 , %	Необходимость замены
1	110	ТДЦ-125/220	88	нет

По таблице 1.3 видно, что все трансформаторы не перегружены, и необходимости в их замене нет.

1.2.3 Проверка сечений проводов

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

Существующая сеть избыточная по активной мощности, а реактивная мощность наоборот поступает из балансирующего узла (рисунок 1.1).

Таблица 1.4 – Токи в линиях

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Идоп, А
1	Седьмая	Первая	АС-70/11	51,22	265
2	Пятая	Седьмая	АС-150/24	123,79	450
3	Шестая	Пятая	АС-150/24	124,95	450
4	Базисный	Первая	АС-120/19	149,79	390
5	Шестая	Вторая	АС-70/11	57,03	265
6	Вторая	Базисный	АС-120/19	225,55	390
7	Восьмая	Шестая	2хАС-95/16	66,35	330
8	Восьмая	Вторая	2хАС-95/16	106,25	330
9	Электростанция	Восьмая	2хАС-240/32	216,68	610
10	Электростанция	Четвертая	2хАС-240/32	217,01	610
11	Электростанция	Третья	2хАС-120/19	61,55	390
12	Четвертая	Пятая	2хАС-150/24	125,92	450

Токи в линиях меньше чем допустимый ток этих линий.

1.2.4. Анализ работы электрической 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 и отклонение напряжения в узлах

Линии	1	2	3	4	5	6	7
Норм реж	51,22	123,79	124,95	149,79	57,03	225,55	66,35
1	-	139,61	145,48	121,87	83,85	267,26	66,79
2	143,77	-	60,34	266,38	75,96	319,43	56,63
3	75,73	85,71	-	189,68	60,68	251,19	39,22
4	140,67	287,06	240,24	-	137,44	295,04	77,9
5	62,85	122,4	118,27	159,7	-	221,92	71,65
6	283,12	336,42	220,71	298,45	82,32	-	81,29
7	52,84	121,12	107,86	152,97	63,92	229,92	90,19
8	57,02	132,83	120,75	146,85	82,24	217,71	81,79
9	59,18	133,24	97,63	148,28	63,22	219,54	51,64
10	53,36	113,88	156,07	158,39	60,95	236,36	77,81
11	51,82	123,58	125,11	150,39	57,66	226,64	66,3
12	56,44	108,29	176,04	164,06	64,86	240,24	84,33
I нб	283,12	336,42	240,24	298,45	137,44	319,43	90,19
Идоп	265	450	450	390	265	390	330
Кзагр	1,07	0,75	0,53	0,77	0,52	0,82	0,27

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

П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР

Лист

18

Продолжение таблицы 1.5

Линии	8	9	10	11	12	ΔU нб%
Норм реж	106,25	216,68	217,01	61,55	125,92	3,15%
1	115,19	220,87	219,83	62,1	127,55	4,92%
2	132,86	236,53	189,47	60,56	100,07	8,20%
3	102,65	183,87	261,1	61,83	168,97	5,04%
4	110,11	207,62	252,76	63,87	157,57	14,95%
5	117,23	218,7	217,93	61,79	126,27	3,62%
6	49,08	181,91	255,05	62,58	164,73	4,06%
7	119,63	209,27	224,68	61,52	133,56	3,31%
8	162,16	208,62	223,49	61,4	132,76	2,99%
9	95,58	379,88	240,68	61,33	150,39	3,05%
10	115,24	236,82	394,05	61,49	104,9	3,56%
11	106,47	216,66	216,93	124,11	125,81	3,18%
12	119,49	247,77	184,53	61,36	186,48	3,84%
I нб	162,16	379,88	394,05	124,11	186,48	
Идоп	330	610	610	390	450	
Кзагр	0,49	0,62	0,65	0,32	0,41	

Таким образом видно, что наибольшее отклонение напряжения в номинальном режиме не превышает норму (менее 10 %), в послеаварийных так отклонение напряжение не превышает 20 %.

И коэффициент загрузки линии 1 >1 , то есть возникает перегрузка. Отключение линии 6 – самый тяжелый послеаварийный режим. Нужно поменять сечение линии 1, на АС-95/16, с допустимым током 330 А.

1.3 Расчет основных установившихся режимов работы сети

1.3.1. Максимальный режим работы сети

Максимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, и потребляется мощность в режиме наибольших нагрузок. Напряжение в БУ установим 113 кВ.

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

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Седьмая	Первая	АС-95/16	50,17	330	0,528
2	Пятая	Седьмая	АС-150/24	124,26	450	0,828
3	Шестая	Пятая	АС-150/24	122,12	450	0,814
4	Базисный	Первая	АС-120/19	142,35	390	1,186
5	Шестая	Вторая	АС-70/11	52,11	265	0,744
6	Вторая	Базисный	АС-120/19	211,52	390	1,763
7	Восьмая	Шестая	2хАС-95/16	64,91	330	0,683
8	Восьмая	Вторая	2хАС-95/16	101,55	330	1,069
9	Электростанция	Восьмая	2хАС-240/32	210,09	610	0,875
10	Электростанция	Четвертая	2хАС-240/32	211,88	610	0,883
11	Электростанция	Третья	2хАС-120/19	59,83	390	0,499
12	Четвертая	Пятая	2хАС-150/24	123,39	450	0,823

Из данной таблицы видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току, а также экономическая плотность тока в линиях, в основном меньше 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. На рисунке 1.4 представлена информация о потерях мощности.

Таблица 1.7 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Узлы	U, кВ	Uном, кВ	ΔU, %
Базисный	113	110	-2,73%
Первая	110,84	110	-0,76%
Вторая	112,9	110	-2,64%
Третья	114,12	110	-3,75%
Четвертая	113,35	110	-3,05%
Пятая	110,57	110	-0,52%
Шестая	112,23	110	-2,03%
Седьмая	109,73	110	0,25%
Электростанция	114,59	110	-4,17%
Блок 110 МВт	10,66	10	-6,60%
Блок 110 МВт	10,66	10	-6,60%
Восьмая	113,64	110	-3,31%

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

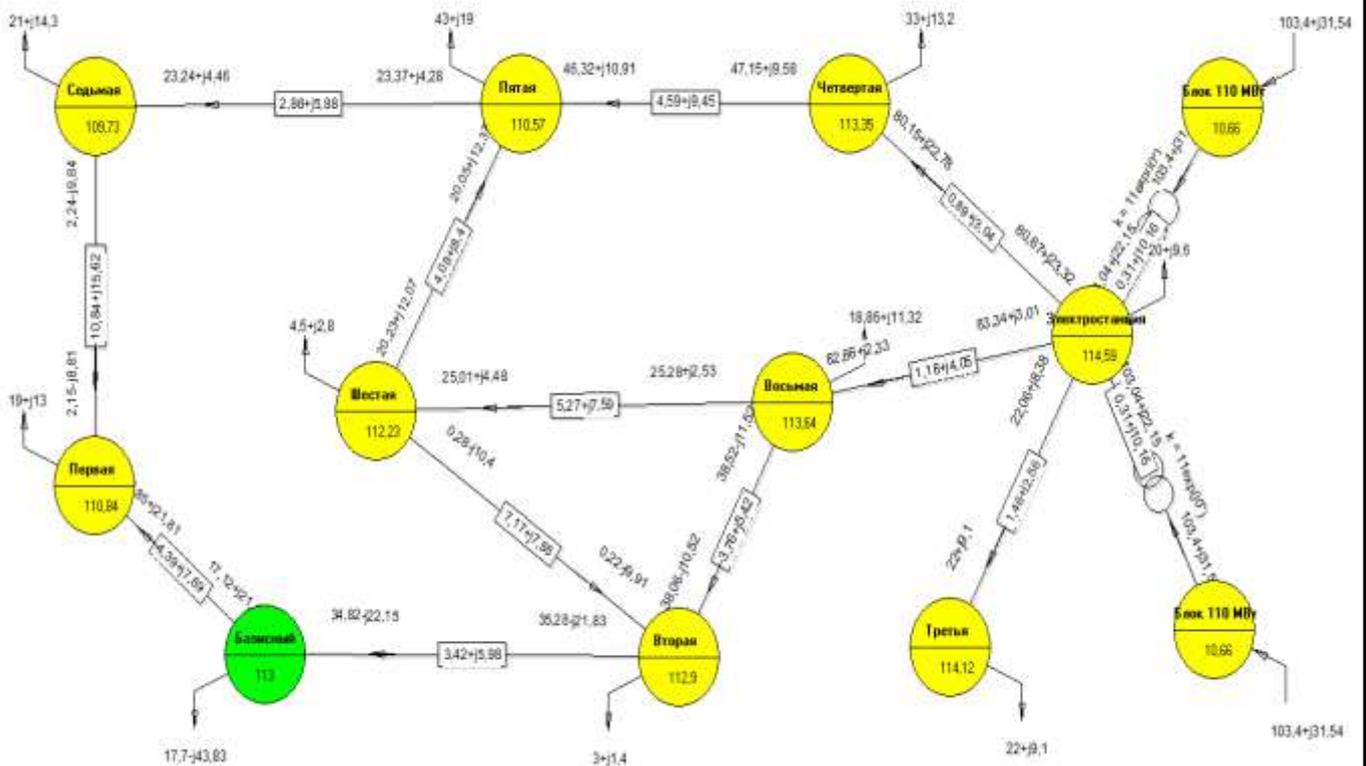


Рисунок 1.3 – Карта максимального режима работы сети

Суммарные потери активной мощности (P): 4,735 МВт

Потери в ЛЭП: 4,009 МВт

- нагрузочные в ЛЭП: 3,916 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,093 МВт

Потери в трансформаторах: 0,726 МВт

- нагрузочные в трансформаторах: 0,527 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,2 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 13,191 МВАр

Потери в ЛЭП: -5,579 МВАр

- индуктивные: 8,771 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -14,35 МВАр

Потери в трансформаторах: 18,77 МВАр

- потери рассеяния: 17,278 МВАр
- намагничения (холостого хода): 1,492 МВАр

Рисунок 1.4 – Потери мощности в максимальном режиме

1.3.2. Минимальный режим работы сети

Минимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, но потребляется мощность, равна 70% режима наибольших нагрузок (таблица 1.8).

Напряжение в балансирующем узле 116 кВ.

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

П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР

Лист

21

Таблица 1.8 – Нагрузки в минимальном режиме

Номер	Название	P, МВт	Q, Мвар
1	Первая	13,3	9,1
2	Вторая	2,1	0,98
3	Третья	15,4	6,37
4	Четвертая	23,1	9,24
5	Пятая	30,1	13,3
6	Шестая	3,15	1,96
7	Седьмая	14,7	10,01
8	Электростанция	14	6,7
9	Восьмая	13,2	7,9

В минимальном режиме напряжение возросло (рисунок 1.5).

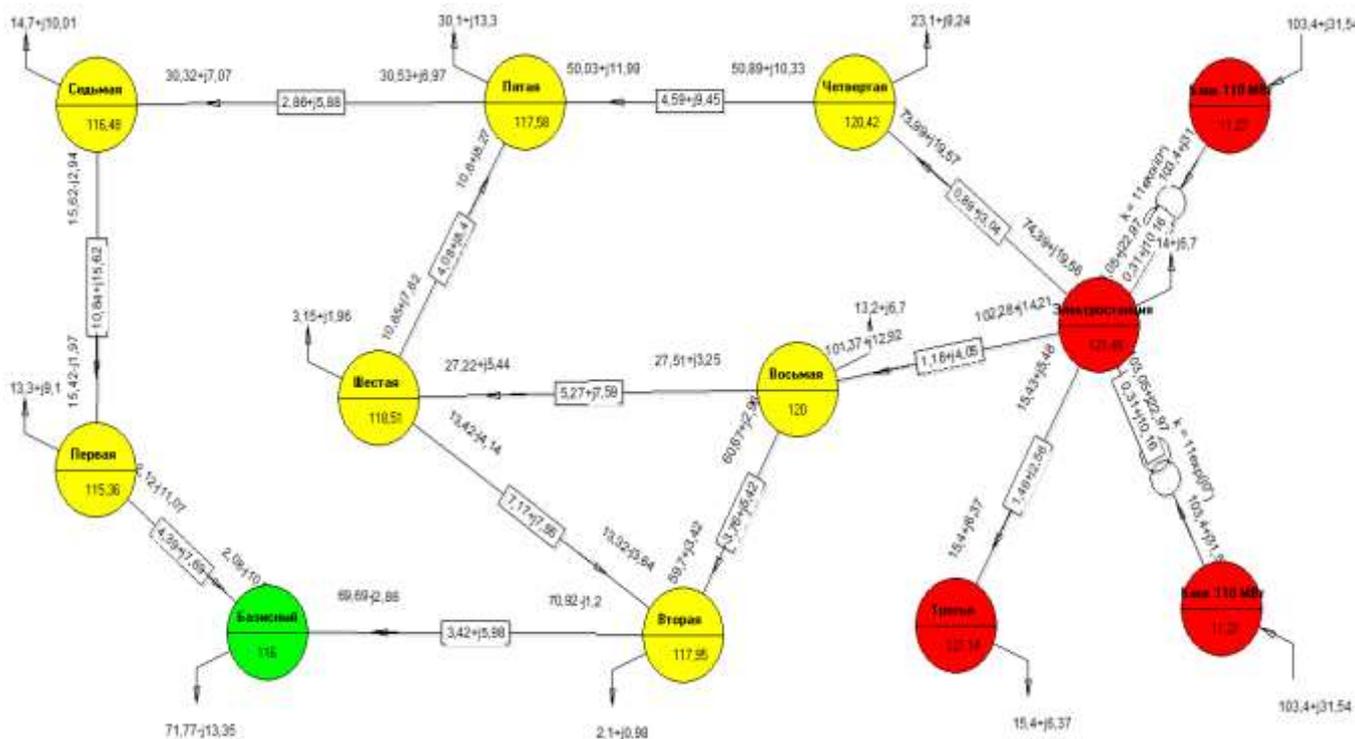


Рисунок 1.5 – Карта минимального режима

Необходимо поставить КУ, потребляющие реактивную мощность. Но в данном случае поддержание допустимого напряжения в сети обеспечивается изменением выдачи реактивной мощности путем регулирования возбуждения синхронного генератора на Электростанции. (рисунок 1.6)

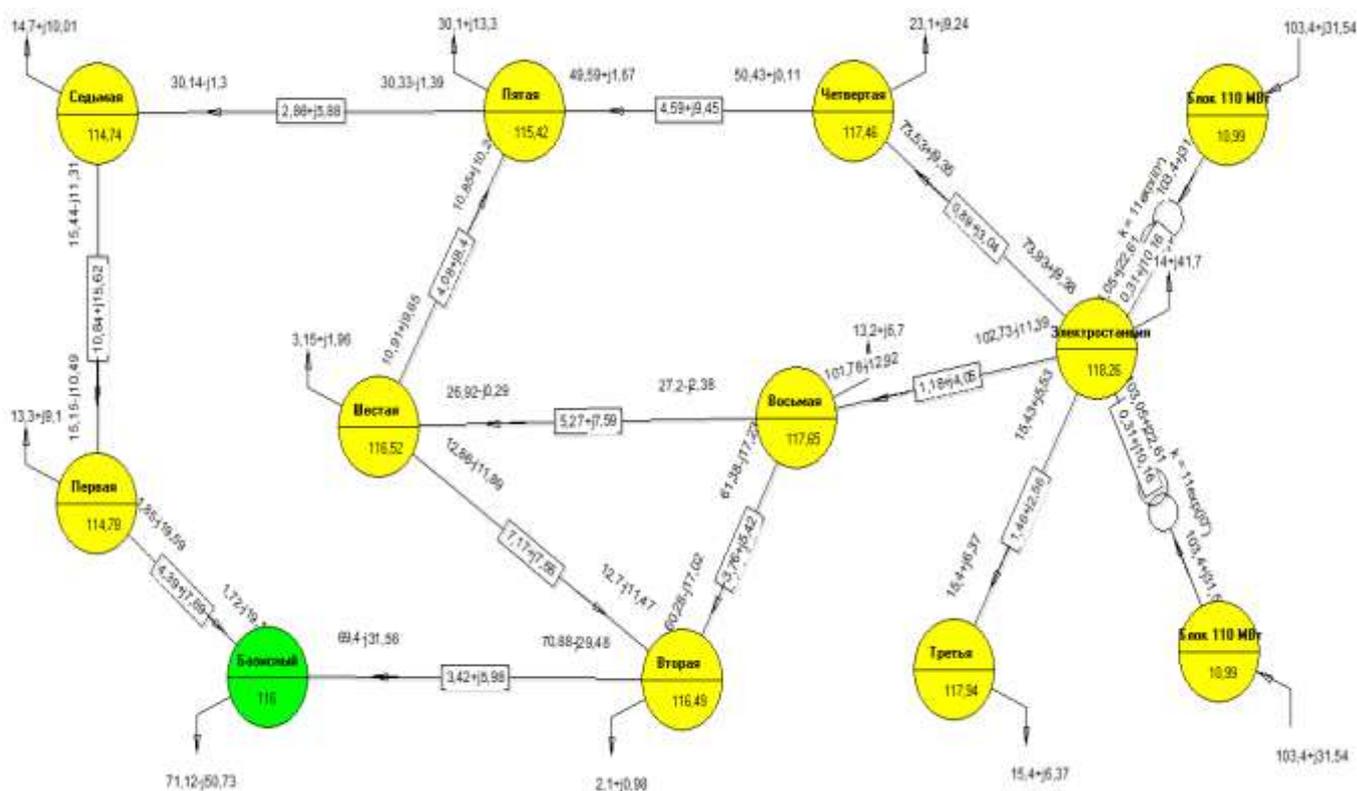


Рисунок 1.6 – Карта минимального режима после установки ШР

На рисунке 1.6 видно, что удалось снизить напряжение до допустимого уровня. Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 1.9).

Таблица 1.9 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Узлы	U, кВ	Uном, кВ	$\Delta U, \%$
Базисный	116	110	-5,45%
Первая	114,78	110	-4,35%
Вторая	116,49	110	-5,90%
Третья	117,94	110	-7,22%
Четвертая	117,46	110	-6,78%
Пятая	115,42	110	-4,93%
Шестая	116,52	110	-5,93%
Седьмая	114,74	110	-4,31%
Электростанция	118,26	110	-7,51%
Блок 110 МВт	10,99	10	-9,90%
Блок 110 МВт	10,99	10	-9,90%
Восьмая	117,65	110	-6,95%

1.3.3. Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети

Из таблицы 1.5 видно, что самый тяжелый режим возникает при отключении 6 линии. При отключении этой линии возникает самый тяжелый режим по загрузке линий.

Результаты моделирования послеаварийного режима (отключения 6 линии) представлены на рисунке 1.7. Напряжение отклоняется в допустимых пределах. Токи в линиях показаны в таблице 1.10.

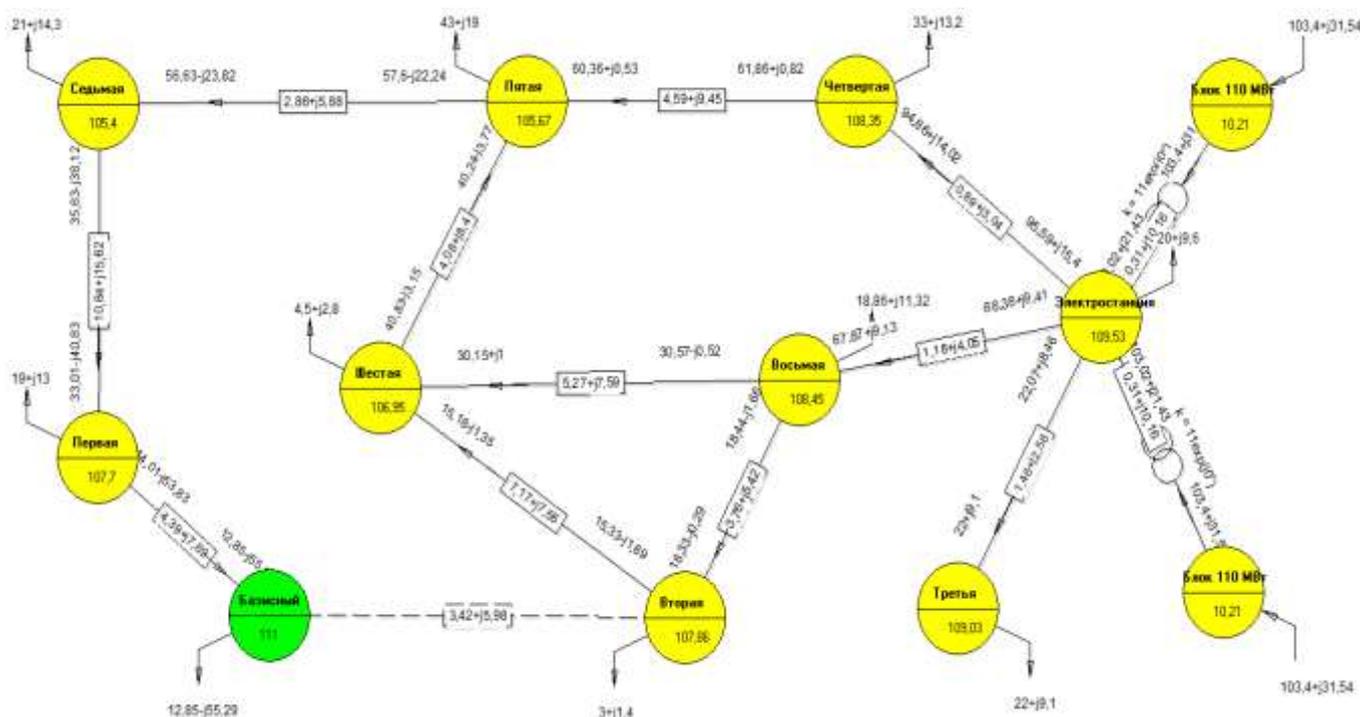


Рисунок 1.7 – Карта послеаварийного режима

Таблица 1.10 – Токи в линиях в послеаварийном режиме (отключение 6 линии)

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А
1	Седьмая	Первая	АС-95/16	283,73	330
2	Пятая	Седьмая	АС-150/24	336,95	450
3	Шестая	Пятая	АС-150/24	220,97	450
4	Первая	Базисный	АС-120/19	296,72	390
5	Вторая	Шестая	АС-70/11	82,41	265
6	Вторая	Базисный	АС-120/19	-	390
7	Восьмая	Шестая	2хАС-95/16	81,38	330
8	Восьмая	Вторая	2хАС-95/16	49,14	330
9	Электростанция	Восьмая	2хАС-240/32	182,11	610
10	Электростанция	Четвертая	2хАС-240/32	255,34	610
11	Электростанция	Третья	2хАС-120/19	62,66	390
12	Четвертая	Пятая	2хАС-150/24	164,93	450

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

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

Из таблицы 1.5 также можно увидеть, что при отключении 4 линии напряжение в сети снижается более чем на 10%, наибольшее отклонение составляет 14,95%, что допустимо для послеаварийных режимов. Установим этот режим при напряжении в БУ 111 кВ.

Рабочее напряжение во втором послеаварийном режиме не находится в допустимых пределах (рисунок 1.8).

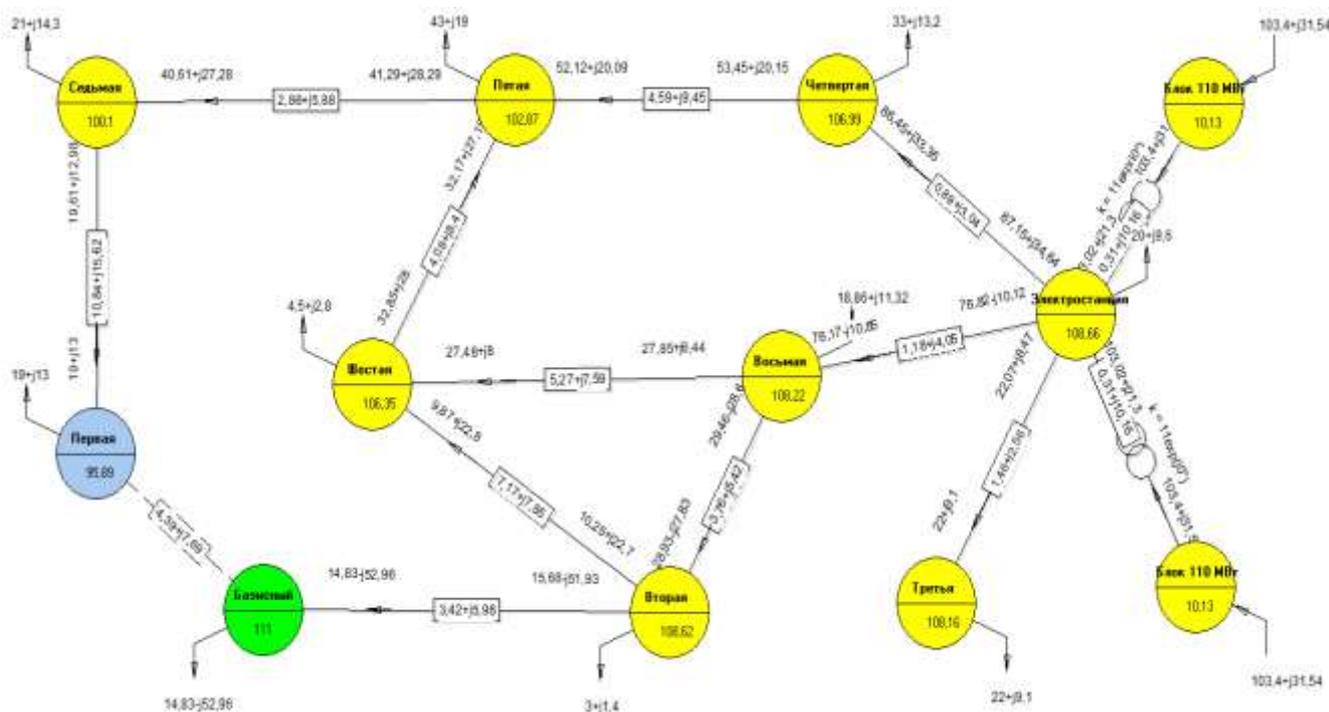


Рисунок 1.8 – Карта послеаварийного режима (отключение 4 линии)

Требуется установка компенсирующего устройства генерирующего Q. Установим БСК на подстанции Первая на 12,5 Мвар (рисунок 1.9).

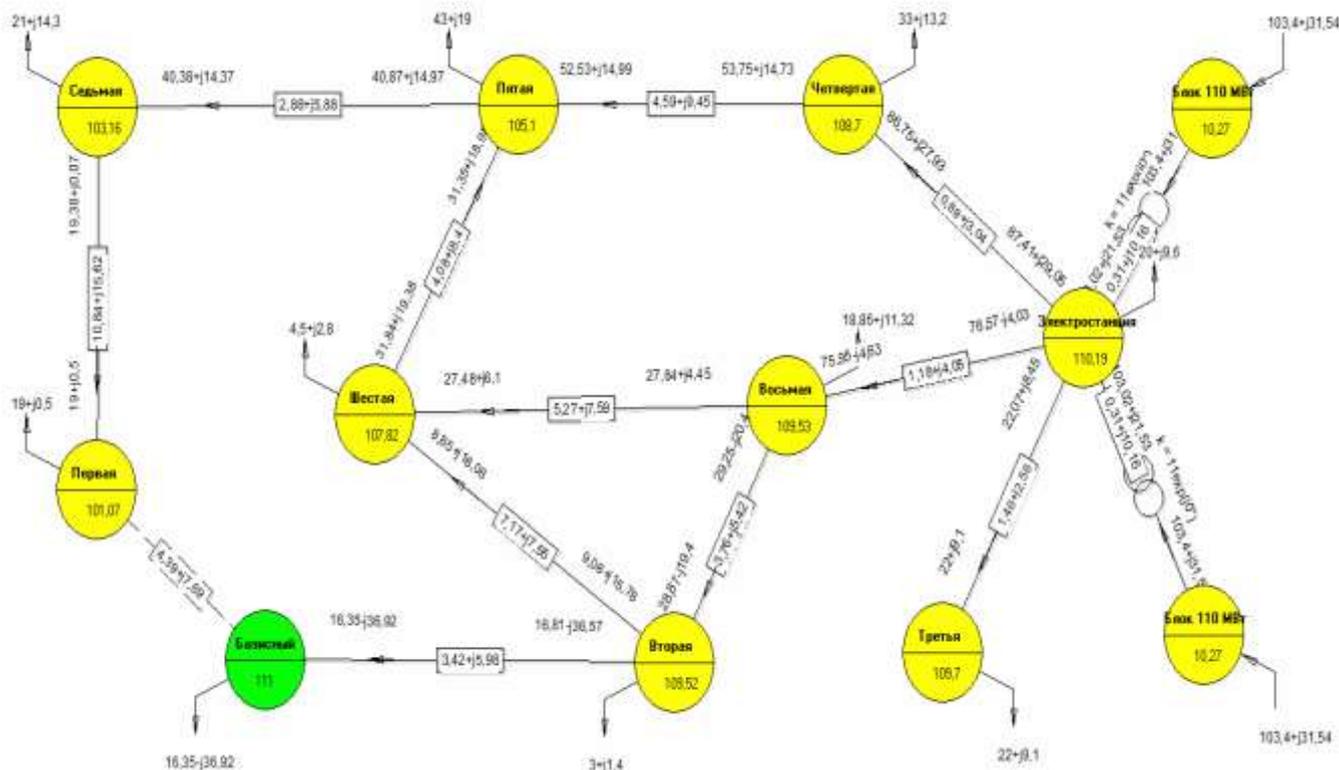


Рисунок 1.9 – Карта послеаварийного режима (отключение 4 линии) после установки БСК на 10 Мвар

В таблице 1.11 покажем токи в линиях, и сравним их с допустимыми.

Таблица 1.11 – Токи в линиях в послеаварийном режиме (отключение 4 линии)

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А
1	Седьмая	Первая	АС-95/16	108,53	330
2	Пятая	Седьмая	АС-150/24	239,53	450
3	Шестая	Пятая	АС-150/24	200,46	450
4	Первая	Базисный	АС-120/19	-	390
5	Вторая	Шестая	АС-70/11	97,1	265
6	Вторая	Базисный	АС-120/19	211,13	390
7	Восьмая	Шестая	2хАС-95/16	74,81	330
8	Восьмая	Вторая	2хАС-95/16	92,83	330
9	Электростанция	Восьмая	2хАС-240/32	200,72	610
10	Электростанция	Четвертая	2хАС-240/32	241,68	610
11	Электростанция	Третья	2хАС-120/19	62,28	390
12	Четвертая	Пятая	2хАС-150/24	149,07	450

2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

2.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Согласно заданию число вводов равно 2, число отходящих воздушных линий равно 4, сторона СН отсутствует, число отходящих линий на стороне НН равно 8.

В связи с этим получаем структурную схему.

2.2 Определение потоков мощности

Мощность нагрузки согласно заданию равна 22 МВА. Категория электроприёмников вторая. Поэтому на каждого потребителя идёт 2 линии. Суммарное число линий на стороне НН равно 8.

Определим мощность, протекаемую по каждой линии в нормальном режиме, исходя из того условия, что вся нагрузка распределена равномерно:

$$S_{\text{лнагр1}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{12} = \frac{22 \cdot 10^6}{8} = 2,75 \cdot 10^6 \text{ ВА} = 2,75 \text{ МВА} \quad (2.1)$$

Транзитная мощность равна 115 МВА и протекает по 3 линии.

Следовательно, мощность одной линии в нормальном режиме:

$$S_{\text{лтранз1}} = \frac{S_{\text{транз}}}{4} = \frac{62 \cdot 10^6}{4} = 15,5 \cdot 10^6 \text{ ВА} = 15,5 \text{ МВА} \quad (2.2)$$

Что же касается мощности на вводе, то она равна:

$$\dot{S}_{\text{вв}} = \dot{S}_{\text{транзитная}} + \dot{S}_{\text{нагр}} \quad (2.3)$$

Причём транзитная мощность равна мощности отходящих линий:

$$\dot{S}_{\text{транзитная}} = \dot{S}_{\text{отх}} \quad (2.4)$$

Примем коэффициенты мощности для всех потребителей одинаковыми. Тогда получим следующее выражение:

$$S_{\text{вв}} = S_{\text{отх}} + S_{\text{нагр}} = 62 + 22 = 84 \text{ МВА} \quad (2.5)$$

Число линий на вводе равно 2. Найдём мощность, протекаемую по каждой линии в нормальном режиме:

$$S_{\text{вв1л}} = \frac{S_{\text{вв}}}{2} = \frac{84 \cdot 10^6}{2} = 42 \cdot 10^6 \text{ ВА} = 42 \text{ МВА} \quad (2.6)$$

2.3 Выбор трансформаторов

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Поскольку принята вторая категория надежности электроприёмников, то количество трансформаторов примем равным 2 ($n=2$).

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при отключении одного из них (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает нормальное электроснабжение потребителей, если его загрузка согласно ПУЭ не превышает 40%. В большинстве случаев такой режим для трансформаторов подстанций обеспечивается, если в нормальном режиме трансформатор загружен на 65...70% во время максимума нагрузки подстанции. Коэффициент загрузки k_3 трансформатора в нормальном режиме определяется по следующей формуле.

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.тр.}} \cdot n} \quad (2.7)$$

Коэффициент перегрузки при отключении одного трансформатора находится по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.тр.}} \cdot (n - 1)} \quad (2.8)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать значения 1,4, тогда получаем формулу для нахождения номинальной мощности трансформатора:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\text{нагр}}}{k_{\text{п}}} \geq \frac{S_{\text{нагр}}}{1,4} \geq \frac{22 \text{ МВА}}{1,4} \geq 15,7 \text{ МВА} \quad (2.9)$$

Также можно воспользоваться формулой, которая даёт такой же результат:

$$S_{\text{ном.тр.}} = (0,65 \div 0,7) \cdot S_{\text{нагр}} = 14,3 \div 15,4 \text{ МВА} \quad (2.10)$$

Выберем трансформатор со стандартным значением: ТДН – 16000/110 У(ХЛ)1 с РПН $\pm 9 \times 1,78\%$

2.4 Выбор линий электропередач

Сечение проводов ЛЭП выбираем по экономической плотности тока $j_{\text{э}}$ и по максимальному значению тока I в линии при нормальном режиме работы сети. Значения $j_{\text{э}}$ приведены в ПУЭ в зависимости от марки проводов и времени ис-

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

пользования наибольшей нагрузки $T_{НБ}$. Для проводов $T_{НБ} > 5000$ ч экономическая плотность тока $j_{Э} = 1$ А/мм².

Поскольку подстанция проектируется для такого объекта, как вагоноремонтный завод, который можно отнести к «энергоёмкому производству», то $T_{НБ}$ действительно, больше 5000 ч.

Экономически выгодное сечение провода $F_{Э}$ для линии определяется как:

$$F_{Э} = \frac{I_{Л}}{j_{Э}} \quad (2.11)$$

Определим экономически выгодное сечение проводов на стороне ВН. Необходимо отметить, что на стороне ВН проектируем ВЛ.

Число линий ввода равно 2. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{ЛВВ.н.р.} = \frac{S_{ВВ1л}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{42 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 220 \text{ А} \quad (2.12)$$

После этого определяем экономическое сечение:

$$F_{Э} = \frac{I_{ЛВВ.н.р.}}{j_{Э}} = \frac{220}{1} = 220 \text{ мм}^2 \quad (2.13)$$

Теперь нужно округлить полученное значение до ближайшего стандартного. Кроме того, следует учесть, что для ЛЭП 110 кВ должна соблюдаться проверка по короне, согласно данной проверке, минимальное сечение для ЛЭП 110 кВ составляет 70 мм². Таким образом, принимаем сечение провода равным 240 мм², а сам провод АС-240/39 в количестве 1 штуки. Длительно-допустимый ток для провода данного сечения равен 610 А. Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, чтобы сделать проверку по допустимому току, предположив обрыв одной из двух вводных линий:

$$I_{ЛВВ.п.р.} = \frac{S_{ВВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{84 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 440 \text{ А}. \quad (2.14)$$

440 А меньше длительно-допустимого тока для 1 провода данного сечения, равного 610 А, следовательно, принимаем окончательно провод для двух вводных

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

линий АС-240/39. Число транзитных линий равно 4. Определим ток в транзитной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{транзитной линии н.р.}} = \frac{S_{\text{лтранз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{15,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 81,4 \text{ А} \quad (2.15)$$

После этого определяем экономическое сечение:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{лн.р.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{81,4}{1} = 81,4 \text{ мм}^2 \quad (2.16)$$

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного, учитывая проверку по короне. Таким образом, принимаем сечение провода равным 95 мм², а сам провод АС-95/16. Длительно-допустимый ток для провода данного сечения равен 330 А. В послеаварийном режиме ток будет равен $81,4/3 + 81,4 = 108,5$ А, что меньше длительно-допустимого тока данного провода. Определим экономически выгодное сечение проводов на стороне НН. Число линий, отходящих к нагрузке, равно 8. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{Лнагр.н.р.}} = \frac{S_{\text{лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{2,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 151,21 \text{ А} \quad (2.17)$$

После этого определяем экономическое сечение:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{Лнагр.н.р.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{151,21}{1} = 151,21 \text{ мм}^2 \quad (2.18)$$

Теперь нужно округлить полученное значение до ближайшего стандартного. На стороне НН спроектируем КЛ. Таким образом, возьмём один трёхжильный кабель с сечением провода равным 185 мм², а сам провод ААШв-185. Длительно-допустимый ток для кабеля данного сечения при прокладке в земле равен 400 А.

Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, чтобы сделать проверку по допустимому току, предположив обрыв одной из двух линий:

$$I_{\text{Лнагр.па.р.}} = \frac{2 \cdot S_{\text{лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{2 \cdot 2,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 302,4 \text{ А} \quad (2.19)$$

302,4 А А меньше длительно-допустимого тока для кабеля данного сечения, следовательно, принимаем окончательно кабель для линий нагрузки ААШв-185.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

3 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

3.1 Выбор схем распределительных устройств.

По перечню рекомендуемых схем выбираем схему 110-13. Такие схемы применяются в РУ напряжением 110 кВ для 2-х трансформаторных ПС, питаемых по 2 ВЛ и 4 транзитами. Схема 110-13 очень надежна (рисунок 3.1).

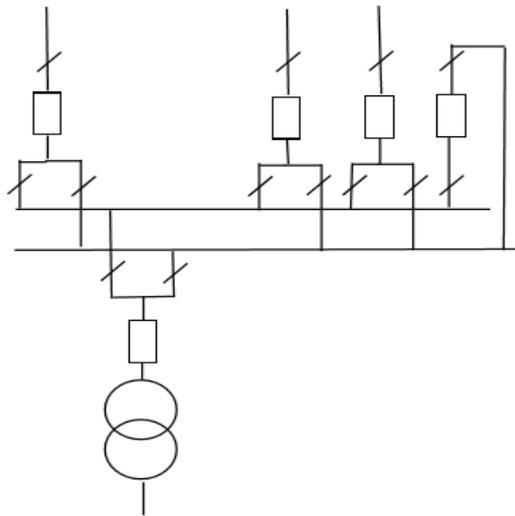


Рисунок 3.1 – Схема распределительного устройства ВН 110 кВ

На стороне НН примем схему : одна секционированная система сборных шин. Поскольку имеется множество отходящих линий (рисунок 3.2); напряжение 10,5 кВ, что входит в область применения данной схемы. Кроме того, она обеспечивает требуемую степень надежности (вторая категория) питания потребителей, возможность производства ремонтных работ, перспективу развития и возможность расширения, простоту, наглядность, экономическую целесообразность.

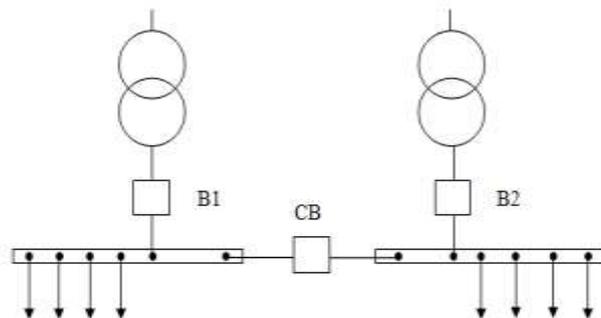


Рисунок 3.2 – РУ НН – Одна, секционированная выключателем, система шин

3.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Определим токи в нормальном и продолжительном режимах на стороне ВН. Число линий ввода равно 2. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{ЛВВ.н.р.}} = \frac{S_{\text{ВВ1Л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{42 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 220 \text{ А} \quad (3.1)$$

Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, предположив обрыв одной из двух вводных линий:

$$I_{\text{ЛВВ.па.р.}} = I_{\text{ЛВВ.мак}} = \frac{S_{\text{ВВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{84 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 440 \text{ А} \quad (3.2)$$

Число транзитных линий равно 4. Определим ток в транзитной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{Транзитной линии н.р.}} = \frac{S_{\text{ЛТранз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{15,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 81,4 \text{ А} \quad (3.3)$$

Важно отметить, что ток в послеаварийном режиме будет равен $81,4/3 + 81,4 = 108,5 \text{ А}$, так как число отходящих линий 4.

Определим токи в нормальном и продолжительном режимах на стороне низкого напряжения.

Число линий, отходящих к нагрузке, равно 8. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{Лнагр.н.р.}} = \frac{S_{\text{Лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{2,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 151,21 \text{ А} \quad (3.4)$$

Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, предположив обрыв одной из двух линий:

$$I_{\text{Лнагр.па.р.}} = \frac{2 \cdot S_{\text{Лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{2 \cdot 4,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 473 \text{ А} \quad (3.5)$$

Через каждый трансформатор в нормальном режиме ток от половины мощности нагрузки, или 0,7 от номинальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{Тр.ВН}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{22 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 \cdot 10^3} = 58 \text{ А} \quad (3.6)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

На стороне НН ток каждой из 2 секций равен:

$$I_{\text{тр.нн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} * 4 * U_{\text{нн}}} = \frac{22 * 10^6}{\sqrt{3} * 2 * 10,5 * 10^3} = 605 \text{ А} \quad (3.7)$$

Также определим ток в каждом трансформаторе в послеаварийном режиме, предположив отключение одного из двух них

$$I_{\text{тр.вн.па}} = I_{\text{тр.вн.мах}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{вн}}} = \frac{22 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} = 115,5 \text{ А} \quad (3.8)$$

$$I_{\text{тр.нн.па}} = I_{\text{тр.нн.мах}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} * 2 * U_{\text{нн}}} = \frac{22 * 10^6}{\sqrt{3} * 10,5 * 10^3} = 1210 \text{ А} \quad (3.9)$$

В случае установки перспективного трансформатора, то есть с мощностью 25 МВА, получим:

Через каждый трансформатор в нормальном режиме ток равен:

$$I_{\text{тр.вн}} = \frac{0,7 * S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{вн}}} = \frac{0,7 * 25 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} = 92 \text{ А} \quad (3.10)$$

$$I_{\text{тр.нн}} = \frac{0,7 * S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} * 2 * U_{\text{нн}}} = \frac{0,7 * 25 * 10^6}{\sqrt{3} * 10,5 * 10^3} = 962 \text{ А} \quad (3.11)$$

Также определим ток в каждом трансформаторе в послеаварийном режиме, предположив отключение одного из двух:

$$I_{\text{тр.вн.па}} = I_{\text{тр.вн.мах}} = \frac{1,4 * S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{вн}}} = \frac{1,4 * 25 * 10^6}{\sqrt{3} * 110 * 10^3} = 184 \text{ А} \quad (3.12)$$

Ток в линии на каждую полусекцию исправного трансформатора:

$$I_{\text{тр.нн.па}} = I_{\text{тр.нн.мах}} = \frac{1,4 * S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{нн}}} = \frac{1,4 * 25 * 10^6}{\sqrt{3} * 10,5 * 10^3} = 1924,5 \text{ А} \quad (3.13)$$

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Трансформаторы работают отдельно. Составляется схема замещения. Все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_6 = 100 \text{ МВА}$; $X_c = 0,025$. Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$X_2 = X_3 = \frac{U_k * S_6}{100 * S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5 * 100 * 10^6}{100 * 16 * 10^6} = 0,6563 \quad (3.14)$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$X_K = X_3 + X_c = X_{тр} = 0,025 + 0,2625 = 0,6813 \quad (3.15)$$

$$I_{6110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{ср1}} = \frac{100 * 10^6}{\sqrt{3} * 115 * 10^3} = 500 \text{ А} \quad (3.16)$$

$$I_{610,5} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{ср2}} = \frac{100 * 10^6}{\sqrt{3} * 10,5 * 10^3} = 5500 \text{ А} \quad (3.17)$$

$$I_{кзвн} = I_{по.вн} = \frac{I_{6110}}{X_c} = \frac{500}{0,025} = 20 \text{ кА} \quad (3.18)$$

$$I_{кзнн} = I_{по.нн} = \frac{I_{610,5}}{X_3 + X_K} = \frac{5500}{0,6563 + 0,6813} = 4,1 \text{ кА} \quad (3.19)$$

Ударные коэффициенты для расчёта ударных токов берем из таблицы 3.1, представленной ниже. Ударный коэффициент для стороны ВН равен 1,608, а для стороны НН – 1,82.

Таким образом,

$$I_{увн} = \sqrt{2} * k_y * I_{по.вн} = \sqrt{2} * 1,608 * 20 = 45,5 \text{ кА} \quad (3.20)$$

$$I_{унн} = \sqrt{2} * k_y * I_{по.нн} = \sqrt{2} * 1,82 * 4,1 = 10,6 \text{ кА} \quad (3.21)$$

Значения ударного коэффициента тока короткого замыкания представлены в таблице 3.1:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Таблица 3.1 – Значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента

Элементы и части энергосистемы	$T_{\text{з}}, \text{с}$	$k_{\text{у}}$
Турбогенераторы мощностью:		
12...60 МВт	0,16...0,25	1,94...1,955
100...1000 МВт	0,4...0,54	1,975...1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора:		
6,3 кВ	0,2	1,95
10 кВ	0,15	1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов:		
100...200 МВт	0,26	1,965
300 МВт	0,32	1,977
500 МВт	0,35	1,983
800 МВт	0,3	1,967
Система, связанная с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением:		
35 кВ	0,02	1,608
110...150 кВ	0,02...0,03	1,608...1,717
220...330 кВ	0,03...0,04	1,717...1,78
500...750 кВ	0,06...0,08	1,85...1,895
Система, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью:		
80 МВА в единице и выше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в единице	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в единице	0,02...0,06	1,6...1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током:		
1000 А и выше	0,23	1,956
630 А и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети напряжением 6...10 кВ.	0,01	1,369

3.4 Ограничение токов короткого замыкания

Секционный выключатель на шинах 6...10 кВ понизительных подстанций принят нормально отключенным для ограничения токов короткого замыкания и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Как результат, на стороне НН имеем 2 полусекции.[3]

3.5 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений

При выборе выключателей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, более того, важно, чтобы ток отключения был больше, чем периодическая составляющая трёхфазного короткого замыкания, аperiodическая составляющая в отключаемом токе для времени t была больше, чем аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы, ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{\text{дин}}$

был больше ударного тока, ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение) $I_{дин}$ был больше значения тока короткого замыкания в начальный момент времени $I_{п0}$, а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания берём из таблицы 1. Для стороны ВН: $T_{авн} = 0,025$ с .

На стороне ВН к установке принимаю элегазовый выключатель HGF-1012 с собственным временем отключения $t_{с.в.}=0,028$ с. Привод электромагнитный. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{п.0} = I_{п.т} = 21600$ А.

Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,028 = 0,038 \text{ с}, \quad (3.22)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время срабатывания защиты, при котором короткое замыкание достигает наибольшего ударного тока.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,6 \cdot e^{-\frac{0,038}{0,02}} = 5 \text{ кА}. \quad (3.23)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,63 \text{ кА}, \quad (3.24)$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу или в виде кривой, приведенной на рис. 3.1 приложения [4].

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$W_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 21,6^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 96,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.25)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,05 = 0,15$ с;

$t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

$t_{o.в.}$ – полное время отключения выключателя HGF-1012, равное 0,05 с.

Выбираем по каталогу разъединитель типа РПД-110-УХЛ1 с моторным приводом типа МТ 50. Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор выключателя и разъединителя на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель HGF-1012	Разъединитель РПД-110-УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 184 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_{a.т} = 5 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 35,63 \text{ кА}$	–
$I_{п.0} = 23,8 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 49,1 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 96,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 120 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{п.т} = 23,8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	–

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания берём из таблицы 1. Для стороны НН: $T_{анн} = 0,02 \text{ с}$.

На стороне НН выберем для отходящих линий к установке принимаем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10 (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом). Выключатель изготовлен на заказ. С собственным временем отключения $t_{с.в.} = 0,04$. расчетное время отключения найдем по формуле (3.22) $\tau = 0,1 + 0,04 = 0,14$

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0.10,5} \cdot e^{\frac{-0,14}{0,06}} = \sqrt{2} \cdot 35\,510 \cdot e^{\frac{-0,14}{0,06}} = 4,87 \text{ кА} \quad (3.26)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 22,63 \text{ кА} \quad (3.27)$$

где $\beta_{ном}$ - максимальное процентное содержание аperiodической составляющей .

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.0,нн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 35,51^2 \cdot (0,16 + 0,06) = 277,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.28)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{o.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ - время действия токовой защиты, равное 0,1 с; $t_{o.в.}$ - полное время отключения выключателя ВВУ-СЭЩ-10, равное 0,06 с.

Таблица 3.3 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВУ-СЭЩ-10
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 5774 \text{ А}$	$I_{ном} = 6000 \text{ А}$
$i_{a,т} = 4,87 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,63 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 35,51 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 92,92 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 277,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне НН на отходящих линиях выбор произведем по наибольшим токам нагрузки к установке принимаем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э(П)-10/2000 У2. Каталог приведен в приложении А. С расчетным временем отключения $\tau = 0,04$.

Аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы

$$i_{a,т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0,нн} \cdot e^{\frac{-0,14}{0,06}} = \sqrt{2} \cdot 35,51 \cdot e^{\frac{-0,14}{0,06}} = 8,41 \text{ кА} \quad (3.29)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 22,63 \text{ кА} \quad (3.30)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.0,нн}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 35,51^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 185 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (3.31)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16$ с; $t_{р.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,1 с; $t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-10/2000, равное 0,06 с.

Таблица 3.4 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-10/2000
$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{max} = 1031$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$i_{а.т} = 8,41$ кА	$i_{а.ном} = 22,63$ кА
$I_{п.о} = 35,51$ кА	$I_{вкл} = 40$ кА
$i_y = 92,92$ кА	$i_{вкл} = 102$ кА
$B_k = 277,5$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с данным выключателем. Проверка разъединителей КРУ не производится. Выберем КРУ-СЭЦ-70-10 ХЛ1. Каталожные данные КРУ-СЭЦ-70-10 ХЛ1 представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Каталожные данные ячейки КРУ серии КРУ-СЭЦ-70-10 ХЛ1

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение КРУ, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ, А	6000
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с, кА	20
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ, кА	102
Ток холостого хода, отключаемый разъединяющими контактами выдвижных элементов, А	0,4

Выбор трансформатора тока.

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в электрическую цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток, пропорциональный току в первичной обмотке. В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли. По способу установки — опорные, устанавливаемые на опорной плоскости, и проходные, используемые в качестве вводов, изоляторов, разделяющих одновременно отсеки шкафа КРУ.

Выбираем трансформатор тока ТВ–110-II-300/5-У2, параметры которого представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры ТТ на стороне ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Трансформатор тока ТВ–110-II-300/5-У2
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 610$ А	$I_{ном} = 800$ А
$i_y = 49,1$ кА	$I_{эл.дин.} = 50$ кА
$B_k = 96,3$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7\ 500$ кА ² с

Расчет нагрузки на измерительный трансформатор тока (ТТ) производится согласно схеме, представленной на рисунке 3.1.

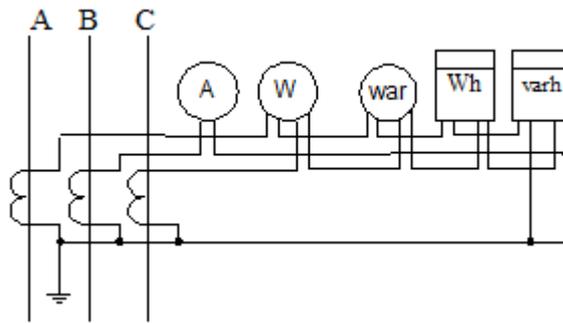


Рисунок 3.1. Схема подключения измерительных приборов к ТТ для ЛЭП

Таблица 3.7 – Вторичная нагрузка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	—	0,5	—
Ваттметр	Д-335	0,5	—	0,5
Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
Счетчик акт. энергии	СА3-И674	2,5	—	2,5
Счетчик реакт. энергии	СР4-И676	2,5	—	2,5
Итого		6,0	0,5	6,0

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{5} = 0,24 \text{ Ом}, \quad (3.32)$$

где $S_{\text{приб}}$ - потребляемая мощность приборов наиболее загруженной фазы;

I_2^2 - вторичный ток трансформатора тока.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}, \quad (3.33)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0,5 (из каталога на трансформатор тока);

$r_{\text{контактов}}$ - сопротивление контактов равным 0,1 Ом, принимаемое для четырех приборов.

Зная сопротивление проводов можно определить их сечение по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,86} = 2,6 \text{ мм}^2, \quad (3.34)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. Для данной подстанции применяются провода с алюминиевыми жилами, $\rho = 0,0283$;

$l_{\text{РАСЧ}}$ - расчетная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока. Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в оба конца) можно принять $l_{\text{РАСЧ}} = 80 \text{ м}$.

По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 .

Для установки на приборы выбираем кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2 .

В шкафу КРУ устанавливаются трансформаторы тока. В вводных ячейках и в ячейке секционного выключателя выбираем трансформаторы тока ТШЛ-10-6000-0,5/10Р (трансформатор тока шинный, с литой изоляцией, для КРУ). В ячейках отходящих линий выбираем трансформаторы тока ТПЛК-10-1000-0,5/10Р (трансформатор тока проходной, с литой изоляцией, для КРУ). Сведем данные в таблицы 3.8 и 3.9 и сравним их с расчетными.

Таблица 3.8 – Выбор трансформаторов тока на вводных и секционных ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТШЛ-10-6000-0,5/10Р
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 5774 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$
$i_y = 92,92 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 277,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T + I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 3.9 – Выбор трансформаторов тока на отходящих ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТПЛК-10-1000-0,5/10Р
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1031 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 92,92 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 277,5 \text{ кА}^2 \cdot c$	$(K_T + I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} = 2700 \text{ кА}^2 \cdot c$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для каждого трансформатора тока.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора:

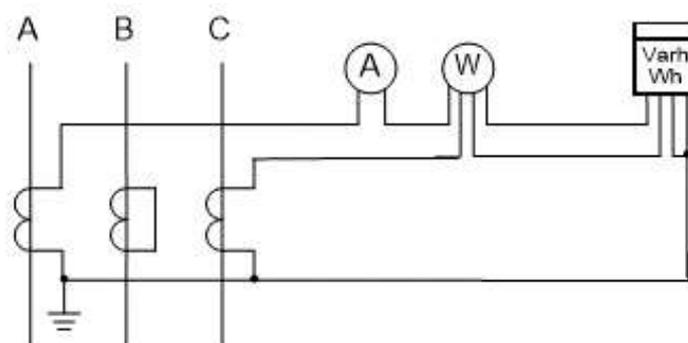


Рисунок 3.2 – Размещение приборов на стороне НН силового трансформатора

Таблица 3.10 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1,5	0	1

По таблице 3.10 видим, что наиболее загружены ТТ на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом} \quad (3.35)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом} \quad (3.36)$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов , принимаем равным 0,05 Ом.

Приблизительная длина кабеля для цепей РУ 10,5 кВ кроме линий к потребителям принимается равной 40 м , длина кабеля для линий 10,5 кВ к потребителям принимается равной 4 м , тогда сечение равно:

$$q_{\text{ТШЛ10}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{конт}}} = \frac{0,0283 \cdot 44 \cdot \sqrt{3}}{0,64} = 7,44 \text{ мм}^2, \quad (3.37)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покрытий) с сечением жил 6 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя.

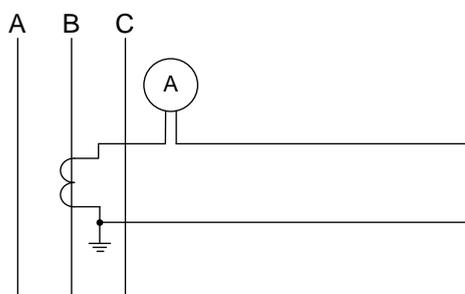


Рисунок 3.3– Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 3.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Итого:		–	0,5	–

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом} \quad (3.38)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом} \quad (3.39)$$

Сечение равно:

$$q_{\text{ТПЛК10}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 40 \cdot \sqrt{3}}{0,33} = 5,94 \text{ мм}^2. \quad (3.40)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 6 мм².

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий

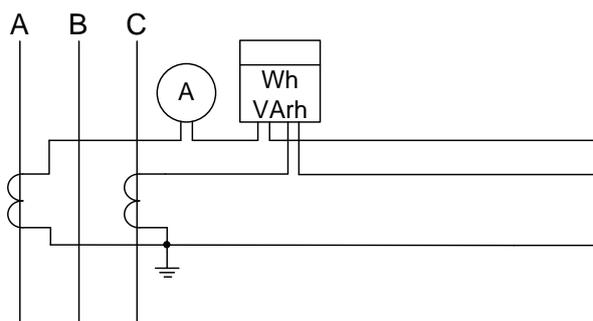


Рисунок 3.4 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 3.12– Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1	0	1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом} \quad (3.41)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{контактов}} = 0,4 - 0,04 - 0,05 = 0,31 \text{ Ом} \quad (3.42)$$

Сечение равно:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 4 \cdot \sqrt{3}}{0,31} = 0,633 \text{ мм}^2, \quad (3.43)$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм². Выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 10 кВ. Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

Примем к установке трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 (трансформатор напряжения; антирезонансный, естественная циркуляция воздуха и масла; для контроля изоляции и сети;). Каталог приведен в приложении А. Трансформаторы имеют основную вторичную обмотку на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 120 ВА, а для класса точности 1- 200ВА. Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

Таблица 3.13 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2,0	1	1,0	0	1	2,0	-
Вольтметр с переключением	Н-393	10	1	1,0	0	1	10	-
Ваттметр	Ввод	Д-335	2	1,0	0	1	3,0	-
Счетчик		10 кВ	ART	3	0,38	0,925	1	8,55
Счетчик	ЛЭП	ART	3	0,38	0,925	2	17,1	62,43
	10 кВ							
Итого:							40,65	83,24

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(40,65^2 + 83,24^2)} = 92,63 \text{ ВА} \quad (3.44)$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \times 120 = 360$ ВА, что больше мощности вторичной нагрузки. Таким образом трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2

Трансформатор напряжения подсоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 и втычной разъединитель.

К установке примем трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1, имеющий первичную обмотку $110000/\sqrt{3}$ (В), основную $100/\sqrt{3}$ (В) и дополнительную вторичную 100 (В). Номинальная мощность, в классе 0,5 = 400 ВА.

По подключенным приборам произведем расчет нагрузки трансформатора напряжения. Параметры вторичной нагрузки представлены в таблице 14.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Таблица 3.14- Параметры вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	-	-	1	10	
Ваттметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	1,5	-
Варметр	Д-335	1,5	1	1	0	1	1,5	-
Счетчик ватт-часов	СА3-И674	3 Вт	1	0,38	0,925	1	1,14	2,77
Счетчик вольт-ампер часов реактивный	СР4-И689	3 Вт	1	0,38	0,925	1	1,14	2,77
Итого							17,28	5,54

Вторичная нагрузка: $S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{17,28^2 + 5,54^2} = 18,2 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения намного превышает потребляемую мощность нагрузки, что предполагает правильность установки данного трансформатора.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для расчетов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм^2 .

Соединение трансформатора с КРУ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В КРУ ошиновка и сборные шины выполняются сборными алюминиевыми шинами.

Выберем токопровод для соединения трансформатора с КРУ.

Проверка выполняется по следующим параметрам:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (3.45)$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (3.46)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (3.47)$$

Выбираем токопровод ТЗК-10-6000-128 УХЛ1, параметры которого сведены в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 – Параметры токопровода

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 5774 \text{ А}$	$I_{ном} = 6000$
$i_y = 92,92 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции. Принимаем однополосные шины 80*60, допустимый ток $I_{доп} = 1150 \text{ А}$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{тр.нн.мах} = 962 \text{ А} < I_{доп} = 1150 \text{ А} \quad (3.48)$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{217}}{91} = 1,54 \text{ мм}^2 \quad (3.49)$$

где B_k – тепловой импульс, рассчитан при выборе вводного выключателя;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$

$$F_{min} = 1,54 \text{ мм}^2 < 1000 \text{ мм}^2 \quad (3.50)$$

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{F}} \quad (3.51)$$

Откуда,

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{F}} \quad (3.52)$$

Если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 67 \text{ см}^4 \quad (3.53)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{F}} \approx 6 \text{ м}^2 \quad (3.54)$$

$$l \leq \sqrt{6} = 2,5 \text{ м} \quad (3.55)$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяем напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 16000^2 \cdot \frac{2,5^2}{0,8 \cdot 13} \quad (3.56)$$

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = 2,5 \text{ МПа} \quad (3.57)$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13 \text{ см}^3 \quad (3.58)$$

Что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 90$ МПа . Таким образом, шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки ОНШ-10-5-1УХЛ1 на $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 5000$ Н.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н} \quad (3.59)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 16000^2 \cdot \frac{2,5}{0,8} = 139 \text{ Н} \quad (3.60)$$

$$F_{\text{расч}} = 139 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н} \quad (3.61)$$

Изоляторы проходят по механической прочности. [2]

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

4.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения и т.д. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН) должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Мощность каждого ТСН не должна превышать 630 кВА для ПС 110...220 кВ. На подстанциях необходимо устанавливать не менее 2-х ТСН. Схема включения ТСН зависит от вида оперативного тока на подстанции. Постоянный оперативный ток применяется на всех подстанциях 330...750 кВ и на подстанциях с распределительными устройствами 110...220 кВ при числе выключателей три и более, на подстанциях 35...110 кВ с воздушными выключателями.[3]

Таким образом, на проектируемой подстанции оперативный ток – постоянный.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Таблица 4.1 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Мощность (одного электрооборудования/общая мощность), кВт	Количество
Охлаждение силовых трансформаторов ТДН-16000/1100	29,6	2
Подогрев выключателей и приводов (на три полюса)	25,4	9
Подогрев шкафов КРУ	1	9
Подогрев приводов разъединителей, шкафа зажимов	0,6	19
ЗРУ, совмещенного с ОПУ	30	–
Здание разъездного персонала	5,5	–
Освещение ОРУ	9	–
Маслохозяйство	75	–
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	39	2
Итого:	219,1	–

Определим реактивную мощность потребителей собственных нужд:

Охлаждение силовых трансформаторов – 2·18,4 квар

4.2 Выбор трансформатора собственных нужд

$$P_{уст} = 2 \cdot 29,6 + 9 \cdot 25,4 + 17 + 9 \cdot 0,6 + 15 + 30 + 9 + 39 = 272,2 \text{ кВт} \quad (4.1)$$

$$Q_{уст} = 2 \cdot 18,4 = 37 \text{ квар} \quad (4.2)$$

Коэффициент спроса равен 0,8. Таким образом:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{272,2^2 + 37^2} = 220 \text{ кВА} \quad (4.3)$$

Поскольку подстанция без постоянного дежурства, то

$$S_{ном.тр.} \geq S_{расч} \geq 220 \text{ кВА} \quad (4.4)$$

Следовательно, выбираем трансформатор: ТМ-250/10

4.3 Выбор схемы питания собственных нужд

Для подстанции на постоянном оперативном токе с аккумуляторными батареями ТСН присоединяются через предохранители или выключатели к шинам распределительного устройства 6...35 кВ. [3]

5 ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

На электростанциях для поддержания напряжения на шинах постоянного тока применяется тиристорный зарядно-подзарядный агрегат, позволяющий изменять число включенных в работу элементов. Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} = \frac{115}{2,23} = 51,57 \quad (5.1)$$

Следовательно,

$$n_0 = 52 \quad (5.2)$$

где $U_{\text{ш}}^{\text{max}}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (115 В);

$U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 для аккумуляторов типа Varta).

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе

$U_{\text{э}}^{\text{max}} = 2,35$ В (для подстанций) к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{э}}^{\text{max}}} = \frac{115}{2,35} = 48,94 \quad (5.3)$$

Следовательно,

$$n_{\text{min}} = 49 \quad (5.4)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе

$U_{\text{э}}^{\text{min}} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{ш}}^{\text{min}} = 110$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{min}}}{U_{\text{э}}^{\text{min}}} = \frac{110}{1,75} = 63 \quad (5.5)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется

$n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}}$ элементов.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

В случае отсутствия точной информации в приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно включенных нагрузок:

для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А; Примем 25А.

Временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А. Примем 75А.

Для аккумуляторов Varta тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав}$$

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 25 + 75 = 100 \text{ А} \quad (5.6)$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 100$$

$$I_{разр} \geq 105$$

Таким образом, тип аккумулятора: Varta 2407, $I_{разр} = 577,5 \text{ А}$

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току.

Для аккумуляторов типа Varta:

$$I_{разр(30^\circ)} \geq I_{т max}$$

$I_{разр(30^\circ)}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда; $I_{т max} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток; $I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей. Для элегазового выключателя данный ток составляет 2,3 А на полюс, а для вакуумного 55 А.

$$I_{пр} = 2,3 \cdot 3 + 55 = 61,9 \text{ А} \quad (5.7)$$

$$I_{т max} = 100 + 61,9 = 161,9 \text{ А} \quad (5.8)$$

$$1477 \text{ А} \geq 161,9 \text{ А} \quad (5.9)$$

Выполняют проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

На рисунке 5.1 представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину. По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора определяют величину остаточного напряжения на шинах $U_{ост} = U_p \cdot n$, В, на аккумуляторах при протекании максимального толчкового тока.

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{Tmax}}{k} = \frac{161,9}{7} = 23 \text{ А} \quad (5.10)$$

Зная общее число последовательных элементов n, определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p \cdot n \cdot 100\%}{U_{ном}} = \frac{1,73 \cdot 63 \cdot 100\%}{110} = 99\% \quad (5.11)$$

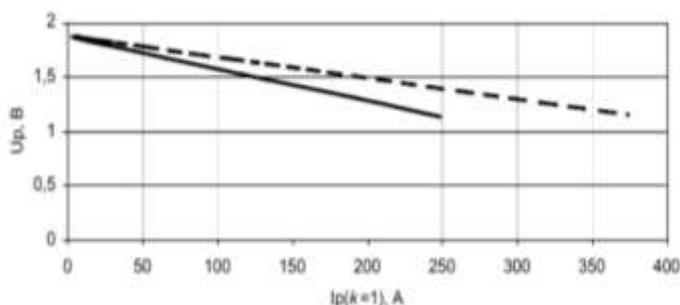


Рисунок 5.1 – Характеристики элемента Varta bloc с пластинами емкостью 50 (—)А·ч и 100 (----) А·ч

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения по табл. 11 с учетом потери напряжения в соединительных кабелях.

Таблица 5.1 – Допустимые отклонения напряжения для электроприёмников постоянного тока

Электроприемник	Номинальное напряжение, В	Допустимые уровни напряжения, % номинального
Аппаратура управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты	220	80–110
Приводы масляных выключателей:		
электромагниты включения	220	80–110
электромагниты отключения	220	65–120
Электромагниты управления воздушными выключателями	220	65–120
Аварийное освещение	220	95–105
Электродвигатели	220	95–105

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств:

Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,05 \cdot k + I_{п} = 0,05 \cdot 7 + 25 = 25,35 \text{ А} \quad (5.12)$$

для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 100 А·ч;

Напряжение подзарядного устройства: для аккумуляторов типа Varta

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 52 = 115 \text{ В} \quad (5.13)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = I_{пз} \cdot U_{пз} = 25,35 \cdot 115 = 2,9 \text{ кВт} \quad (5.14)$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда.

Для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 100 А·ч:

$$I_3 = 10 \cdot k + I_{п} = 10 \cdot 7 + 25 = 95 \text{ А} \quad (5.15)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 63 = 173,25 \text{ В} \quad (5.16)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = I_3 \cdot U_3 = 95 \cdot 173,25 = 16,5 \text{ кВт} \quad (5.17)$$

Таким образом, выбираем аккумуляторную батарею Varta 2407.[4]

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ НОВАЯ

6.1 Выбор видов РЗА для всех объектов проектируемой ПС

6.1.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [3]:

Надежная работа РЗА обеспечивает: сохранение устойчивой работы энергосистемы, снижение ущерба при повреждении оборудования, снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии. Надежная работа РЗА определяется: техническими средствами, идеологией построения, системой эксплуатации. Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;
 - снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.
- выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;
- повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП. Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

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

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

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

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

- 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;

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

- внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
- внедрение устройства 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 [17]:

- 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 обоснование
- 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 [18]:

При новом строительстве должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС». Отключение любого поврежденного элемента сети должно

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

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.

6.1.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-изготовителя 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 требования 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 МТРиО 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 МТРиО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

6.1.3 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 [5] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

6.1.3.1 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 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 [5]:

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.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

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 [5] защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде: селективной защиты, действующей на сигнал, селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности персонала или производства, устройства контроля изоляции (УКИ).

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, ранее выбранного при проектировании. Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ, входящие в любое современное УРЗА сетей 6-35 кВ. Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые ни направленные защиты от ОЗЗ принципиально не пригодны, так как емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме работы нейтрали для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микропроцессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТТНП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

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. Занесем защиты КЛ в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – 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	-

6.1.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно пункту 5.3.48 [5] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

По пункту 5.3.46 [5] для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от данных (таблица 6.2):

Таблица 6.2 – Исполнение защит электродвигателя

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 [5] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от

тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма. При затянутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При числе ЭД больше чем один на секцию по ПУЭ [п. 5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН) отключающую часть (примерно половину) подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском [включением] (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД. В соответствии с требованиями пункта 9.14.4 [3] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ. Запишем защиты двигателя в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Защиты электродвигателя

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

6.1.3.3 Трансформатор ТМГ-1000 кВА 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [5] 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[5] 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 [5] для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ. Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п. 3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ). От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки], с действием на сигнал. В соответствие с ПУЭ [п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

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

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Таблица 6.4 – Защиты трансформатора 10/0.4 кВ

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

6.1.3.4 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), УРОВ.

Таблица 6.5 – 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	–

6.1.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 9.14.2 [4] на секционных выключателях РУ предусматриваются виды защиты, записанные в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – 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	–

6.1.3.6 Шины 10 кВ

Специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ, РП, как правило, не предусматриваются. Допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее [5]. 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. 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 6.7 – 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 ТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

6.1.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

6.1.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТДН -16000/110

Для трансформаторов 110/10 кВ по пункту 3.2.51 [5] 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, токов в обмотках, обусловленных перегрузкой, понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53 [5] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа (м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ), и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле или реле давления. Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле. В соответствии с пунктом 3.2.54 [5] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Согласно пункту 3.2.55 [5] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [ПУЭ п. 3.2.59]. В соответствии с пунктом 3.2.61 [5] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2). Согласно пункту 3.2.69 [5] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал. Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ по пункту 3.3.26 [5] на трансформаторах АПВ не устанавливается. Для резервирования отката выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

п. 3.2.18]. По требованиям НТП ПС [п. 9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;
- 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.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Таблица 6.8 – Защиты трансформатора 110 кВ

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

6.1.4.2 Воздушная линия 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.106 [5] для ВЛ 110 должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [5] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

Согласно пункту 3.2.108 [5] для сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должны быть

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты.

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

Согласно пункту 3.2.111 [5] уа ВЛ с двусторонним питанием от м/ф КЗ применяется трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной используется ТО. По пункту 3.2.116 [5] от о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), используемая в качестве резервной. В соответствии с пунктом 3.3.2 на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ. Согласно пункту 3.3.10 [5] на ВЛ с двусторонним питанием предусматривается АПВ с улавливанием синхронизма. По пункту 3.2.18 [5] на выключателе (выключателях) ВЛ 110 кВ предусматривается УРОВ.

Согласно пункту 9.9.1 [4] на ВЛ с двусторонним питанием устанавливается две независимые защиты от всех видов повреждения:

- быстродействующая защита с абсолютной селективностью (основная защита);
- комплект ступенчатых защит (КСЗ) (резервная защита).

В качестве основной защиты согласно п. 9.9.2 [4] применяются:

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

На ВЛ 110 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п. 9.10.4].

На ВЛ с двусторонним питанием ТАПВ выполняется однократным, на ВЛ с односторонним — с двукратным действием.

На ВЛ с двусторонним питанием пуск АПВ осуществляется с контролем отсутствия/наличия напряжения и контролем наличия синхронизма.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

По НТП ПС [п. 9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 6.9 – Защиты линии 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Основная защита		
1	ДЗЛ	С ВОЛС
2	КСЗ	3 ступени ДЗ от м/ф КЗ, 4 ступени ТНЗНП от о/ф КЗ
Резервная защита		
3	Дистанционная защита	Три ступени, от м/ф КЗ
4	ТНЗНП	Четыре ступени, от о/ф КЗ
5	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
6	ТАПВ	Однократное, к контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	Для каждого выключателя

6.2 Выбор типоразмера устройств РЗА для всех объектов проектируемой ПС, по каталогам фирмы-разработчика ЭКРА

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмами производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА объектов 110 кВ размещаются в шкафах, размещаемых на ОПУ.

Выбираемые исполнения УРЗА должны соответствовать общим нормативным требованиям ОАО "ФСК ЕЭС" и вышеперечисленным требованиям ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

6.2.1 Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ

6.2.1.1 Выбор исполнения УРЗА кабельных линий 10 кВ к цеху

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ. В соответствии с [19] были выбраны устройства НПП

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

“ЭКРА” БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.2.1.2 Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД. В соответствии с [19] были выбраны устройства НПП “ЭКРА” БЭ2502А0701-61Е2 УХЛЗ.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.2.1.3 Выбор исполнения УРЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору. Примем, что завод – производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения, укомплектованные газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре.

В соответствии с [19], с целью экономии средств были выбраны устройства НПП “ЭКРА” БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.2.1.4 Выбор исполнения УРЗА вводных выключателей 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.В соответствии с [19] были выбраны устройства НПП “ЭКРА” БЭ2502А0303-61Е2 УХЛЗ.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции, а также реализует функцию АВР СВ.

6.2.1.5 Выбор исполнения УРЗА секционных выключателей

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ.В соответствии с [19] были выбраны устройства НПП “ЭКРА” БЭ2502А0201-61Е2 УХЛЗ.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

6.2.1.6 Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН

В соответствии с [19] были выбраны устройства НПП «ЭКРА» БЭ2502А0402-61Е2 УХЛ3.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Устройство реализует все необходимые функции.

6.2.2 Выбор типоразмеров оборудования РЗА 110 кВ

Терминалы РЗА присоединений 110 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием (ключи управления и выбора режимов РЗА, устройства бесперебойного питания, испытательные блоки, и т.д.). Шкафы РЗА 110 кВ размещаются на ОПУ.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов и шкафов РЗА отдельных видов присоединений 110 кВ от фирм-изготовителей широко представленных на рынке России.

6.2.2.1 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТДН-16000

Требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ:

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

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

На сайте НПП «ЭКРА» [20] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора: ШЭ2607 151-27Е2УХЛ4 – содержит три комплекта (комплекты А1, А2, А3). Комплекты А1, А2 оснащены устройствами контроля изоляции цепей ГЗ.

Комплект А1 выполнен на базе терминала серии БЭ2704 045 и электромеханических реле и реализует функции ДЗТ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2 с пуском по напряжению, ЗП, реле минимального и максимального напряжения сторон НН1 и НН2 для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2, бло-

кировку РПН при перегрузке по току и понижению напряжения сторон НН1 и НН2, УРОВ выключателя ВН1, обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А2 выполнен на базе терминала серии БЭ2704 073 и реализует функции АУВ, АПВ, УРОВ, МТЗ с комбинированным пуском по напряжению стороны ВН от многократных КЗ, ТЗНП, защиты от непереключения фаз и защиты от неполнофазного режима. Обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А3 выполнен на базе терминала серии БЭ2502 А0501 и реализует функции АРКТ, обеспечивает автоматическое поддержание напряжения, ручное регулирование напряжения, оперативное переключение режимом регулирования и изменения уставки по напряжению, блокировки РПН. Ознакомившись с функциями выполняемыми указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным нормативным требованиям.

6.2.2.2 Выбор исполнения УРЗА линий

На сайте НПП «ЭКРА» [20] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА защиты линии:

1) ШЭ2607 091-61Е2 УХЛ4 – Аппаратура шкафа предназначена для работы в качестве дифференциальной токовой защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ. Защита выполнена в виде двух полукомплектов, установленных на разных концах защищаемой линии, соединенных цифровыми каналами связи. ШЭ2607 088-61Е2 УХЛ4 – ДЗЛ+КСЗ.

2) ШЭ2607 0ХХ-61Е2 УХЛ4 – Предназначен в качестве резервных дистанционных и токовых защит ВЛ напряжением 110–220 кВ.

Шкаф ШЭ2607 016 содержит комплект, реализующий функции АУВ, ДЗ, ТНЗНП, ТО, АРПТ и УРОВ.

Шкаф ШЭ2607 015 содержит комплект, реализующий функции АУВ, МТЗ, ТЗНП, ТО, УРОВ и АПВ.

Шкаф ШЭ2607 065 содержит комплект, реализующий функции ДЗШ (до 12,18 или 24 присоединений).

6.3 Расчет параметров устройств РЗА

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

6.3.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ

6.3.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД БЭ2502А0701-61Е2 УХЛЗ.1. Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 6.1.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Глава 5.3 Электродвигатели и их коммутационные аппараты [5];
- Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания [21].

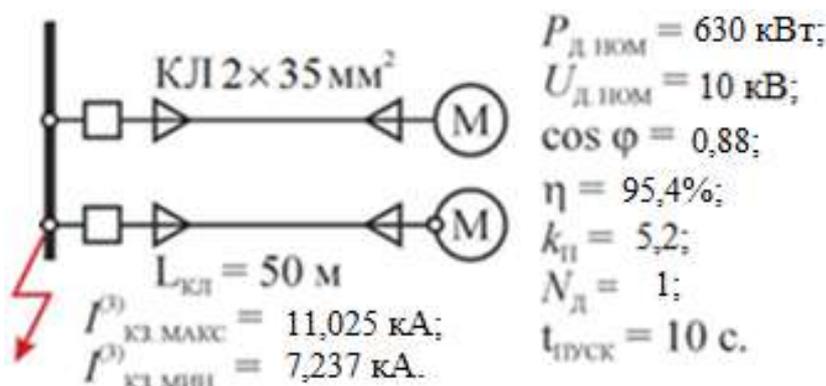


Рисунок 6.1 – Схема для расчета параметров ЭД

6.3.1.1.1 Токовая отсечка ЭД

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{o.d} = k_{aper} \cdot k_{пуск} \cdot I_{ном.дв} , \quad (6.1)$$

где k_{aper} – коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую пускового тока машины, принимают 1.8 [22];

$k_{пуск}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,2;

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

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,88 \cdot 0,954} = 43,3 \text{ А} . \quad (6.2)$$

Находим токовую отсечку по формуле 6.1:

$$I_{o.d} = 1,8 \cdot 5,2 \cdot 43,3 = 405,3 \text{ А} .$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по пункту 5.3.47 [5] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{о.д}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{6267}{405,3} \cdot 1 = 15,5, \quad (6.3)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237 = 6267 \text{ А}$ – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы;

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

Расчетный коэффициент чувствительности больше нормативного, так и рекомендованного – 2 по [22].

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

$$I_{\text{о.д}(2)} = \frac{I_{\text{о.д}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{405,3}{10} \cdot 1 = 40,53 \text{ А}, \quad (6.4)$$

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

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

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

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

Для ячейки КРУ ЭД выбран ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [26].

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.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

Таблица 6.10 – Уставки первой ступени МТЗ (МТЗ-1):

Ступень защиты	Уставка	Значение
Первая	Функция	Вкл
	I, А	40,53
	T, с	0,00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

6.3.1.1.2 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 [5].

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{з.п.д} = k_{отс} \cdot I_{д.ном} = 1,05 \cdot 43,3 = 45,5 \text{ А}, \quad (6.5)$$

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

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д}} = \frac{5,2 \cdot 43,3}{45,5} = 4,95. \quad (6.6)$$

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

$$t_{з.п.д} = k_{з} \cdot t_{п} = 1,5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (6.7)$$

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

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

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

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot T_{утс}}{\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}}\right)^{0,02} - 1}, \text{ с}. \quad (6.8)$$

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

$$T_{уст} = \frac{t_{з.п.д} \cdot \left(\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = \frac{15 \cdot (4,95^{0,02} - 1)}{0,14} = 3,48 \text{ с.}$$

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

$$t_{з.п.д} = \frac{0,14 \cdot 3,48}{(1,5)^{0,02} - 1} = 59,84 \text{ с.}$$

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

$$I_{з.п.д(2)} = \frac{I_{з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{45,5}{10} \cdot 1 = 4,55 \text{ А}$$

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

Таблица 6.11 – Уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3):

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ - 3	Функция	Вкл
	I, А	4,55
	T, с	59,84
	Характеристика	Инверсная
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

6.3.1.1.3 Защита от затянутого пуска

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

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

Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з.з.п.д} = 3 \cdot I_{д.ном} = 3 \cdot 43,3 = 129,9 \text{ А.} \quad (6.9)$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{з.з.п.д(2)} = \frac{I_{з.з.п.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{129,9}{10} \cdot 1 = 12,99 \text{ А.}$$

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

Таблица 6.12 – Уставки защит от затынутого пуска:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от затынутого пуска	Функция	Вкл
	I, А	12,99
	T, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

6.3.1.1.4 Защита от блокировки ротора

Для надежного обнаружения факта блокировки ротора ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{з.б.р.д} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном} = \frac{5,2}{2} \cdot 43,3 = 112,6 \text{ А.} \quad (6.10)$$

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

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{з.б.р.д(2)} = \frac{I_{з.б.р.д}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{112,6}{10} \cdot 1 = 11,26 \text{ А.}$$

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

Таблица 6.13 – Уставки защит от затянутого пуска:

Степень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	Вкл
	I, А	11,26
	T, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

6.3.1.1.5 Защита минимального напряжения

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

$$U_{\text{ЗМН}} = 70 \text{ В};$$

$$t_{\text{ЗМН}} = 0,5 \text{ с.}$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{\text{АПВ}}$, будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В.}$$

Время восстановления напряжения $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей. На данном этапе проектирования можно принять 3 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха. Время самозапуска можно принять 15 с. Т. о. Время восстановления напряжения:

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

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{АПВ}$ после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная [21] составляет 1с.

Таблица 6.14 – Уставки ЗМН

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

6.3.1.1.6 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0,1 \cdot 43,3 = 4,83 \text{ А.} \quad (6.11)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4,83}{10} \cdot 1 = 0,483 \text{ А.}$$

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 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:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.уров}} + t_{\text{погреш.уров}} + t_{\text{зап}}, \quad (6.12)$$

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 ВВЭ-М-10-20/1000 производства 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 6.15 – Уставки УРОВ

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0,483
	T, с	0,204

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

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА трансформатора БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1. Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 24.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2502А0103 [23];
- Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ [24];
- Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие [25].

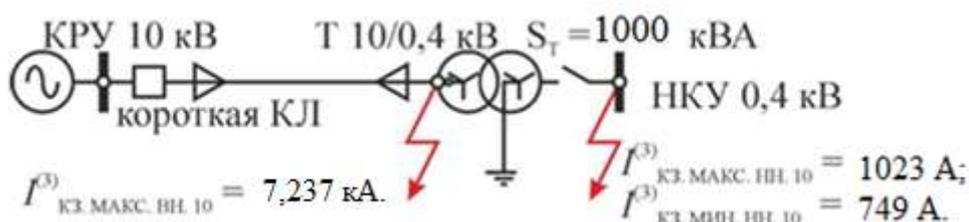


Рисунок 6.2 – Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к РУ цеха 10 кВ.

6.3.1.2.1 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):

$$I_{0.T(1)} = k_{\text{ОТС}(1)} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)} = 1,15 \cdot 1,023 = 1,176 \text{ кА}, \quad (6.13)$$

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:

$$I_{0.T(2)} = k_{\text{ОТС}(2)} \cdot k_{\text{БНТ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} \quad (6.14)$$

Номинальный ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ А}$$

$$I_{0.T(2)} = k_{\text{ОТС}(2)} \cdot k_{\text{БНТ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = 1,15 \cdot 7,05 \cdot 54,99 = 445,8 \text{ А.}$$

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

$$I_{0.T} = \max\{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max\{1176; 445,8\} = 1176 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{0.T}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2497}{1176} \cdot 1 = 1,83,$$

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

По пункту 3.2.21.8 [5] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$I_{Т.РАБ.МАКС.ВН} = \frac{k_{п} \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 76,98 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ - ТОЛ-СЭЦ-10 по [26].

$$I_{1.НОМ.ТТ} = 80 \text{ А}, I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А},$$

$$n_{Т} = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = 16.$$

$$I_{0.Т(2)} = \frac{I_{0.Т}}{n_{Т}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1176}{16} \cdot 1 = 73,5 \text{ А}$$

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 трансформатора с помощью выключателя ВН в КРУ и автомата НН, действуя на его расцепитель [5].

Таблица 6.16 – Уставки ТО трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
ТО - 1	вкл	Ввод в работу ступени ТО - 1
Иср. ТО - 1	75,25 А вторичных	Ток срабатывания ТО - 1
Тер. ТО - 1	0,00 с	Время срабатывания ТО - 1

6.3.1.2.2 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):

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_{Н} \cdot k_{С}}{k_{В}} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,96} \cdot 76,98 = 145,5 \text{ А}, \quad (6.15)$$

где $k_{Н.С} = 1.1$ – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН; $k_{Н} = 1.1$ – коэффициент надежности; $k_{С} = 1.5$ – коэффициент самозапуска нагрузки; $k_{В} = 0,96$ – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.Д/У-11}}^{(2)} = \frac{749}{145,5} \cdot 0,5 = 2,57 ,$$

где $k_{\text{от.ч.сх.Д/У-11}}^{(2)} = 0,5$ – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр. Нормативное значение $k_{\text{ч}}$ для МТЗ по пункту 3.2.31.1 [5] около 1,5.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.Т(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{145,5}{16} \cdot 1 = 9,09 \text{ А.}$$

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

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

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t, \quad (6.16)$$

где Δt – ступень селективности.

Выберем исполнение автоматов НКУ 0,4 кВ и их цифровых расцепителей. Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

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

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

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

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = 3,41$ кА. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 3,41 = 7,716 \text{ кА,}$$

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

Выбираем к установке НКУ 0,4кВ «Ассоль» [26] производства ЗАО «Электронмаш» г. Санкт Петербург допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», с автоматическими выключателями Еmax2. Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = \left(I_{K.МАКС.НН(0,4)}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{ОТКЛ} = 3,41^2 \cdot 1 = 11,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 6.17 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
И _{раб.макс} , А	2020,7	И _{ном} , А	2500
–	–	–	–
і _{уд} , кА	7,716	І _{эл.дин.стойк} , кА	143
–	–	–	–
В _к , кА ² · с	11,63	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 кА ² · с

Выключатели Еmax2 Е2.2 N с каталожными данными [22]:

Таблица 6.18 – Параметры Еmax2 Е2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
І _{в.нн.раб.макс} , А	2020,73	И _{ном} , А	2500
І _{св.нн.раб.макс} , А	1443,38	И _{ном} , А	1600
і _{уд} , кА	7,716	І _{эл.дин.стойк} , кА	143
В _к , кА ² · с	11,63	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 кА ² · с

Выбираем расцепитель Еkip Dip LSIG.

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

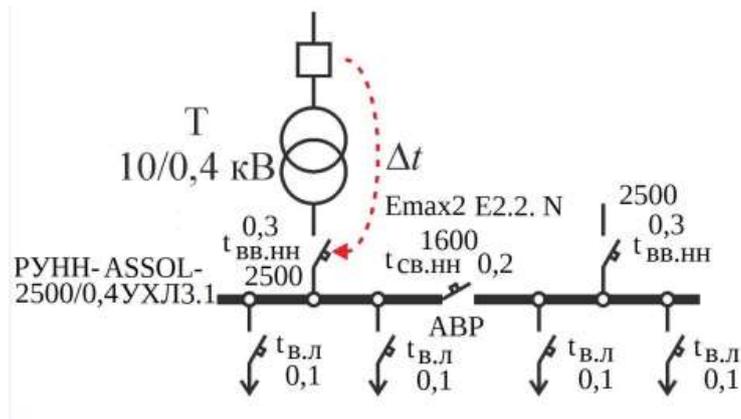


Рисунок 6.3 – НКУ «Ассоль» 0,4 кВ.

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 [22]; $t_{\text{погр.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ – 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 6.19 – Уставки МТЗ трансформатора

Степень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу степени МТЗ-1
Иср. МТЗ-1	9,09 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср. МТЗ-1	0,6 с	Время срабатывания МТЗ-1

6.3.1.2.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 54,99 = 60,15 \text{ А,}$$

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

$k_B = 0,96$ – коэффициент возврата.

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

Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{ЗП.Т(2)} = \frac{I_{ЗП.Т}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{60,15}{16} \cdot 1 = 3,76 \text{ А.}$$

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

Таблица 6.20 – Уставки защиты от перегрузки трансформатора

Степень 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	3,76 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср. МТЗ-2	9 с	Время срабатывания МТЗ-2

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

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ стороне 0,4 кВ трансформатора изложенной в [25].

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 $\sqrt{3}$:

$$I_{К.МИН.НН}^{(1)} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{749}{\sqrt{3}} = 432,4 \text{ А.} \quad (6.17)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_{К.МИН.НН}^{(1)} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(1)}}{I_{МТЗ.Т}} = \frac{432,4}{145,5} = 2,97.$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора достаточна и специальная защита ТЗНП на стороне 0,4 не требуется.

6.3.1.2.5 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,1 \cdot I_{\text{Т.НОМ}} = 0,1 \cdot 54,99 = 5,5 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{5,5}{16} \cdot 1 = 0,343 \text{ А.}$$

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:

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

Для выключателя ВВЭ-М-10-20/1000 по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 = 0,204 \text{ с.}$$

Таблица 6.21 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Иср	0,343 А вторичных	Ток срабатывания
Тср	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

6.3.1.3 Кабельная линия 10 кВ

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей цех.

Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1.

Значение ТКЗ в точках, которые потребуются для расчета уставок КЛ представлены в таблице 6.22.

Таблица 6.22 – Токи КЗ

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ-2,4,5,6, приведенное к стороне 10 кВ, кА			
	Шины НН ПС	Шины РУ цеха	За ТСН	За Т 10/0,4 1000 кВА
Максимальный режим	12,661	11,025	0,036	1,023
Минимальный режим	9,452	7,237	0,026	0,749

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2502А0103 [23]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[28]

6.3.1.3.1 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:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} \quad (6.18)$$

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.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq 1,15 \cdot 11,025 = 12,7 \text{ кА.}$$

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:

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \sum I_{\text{Т.НОМ}} + k_{\text{У}} \cdot \sum I_{\text{Д.ПУСК}}, \quad (6.19)$$

где $k_{\text{БНТ}}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, зависящий от собственного времени срабатывания измерительного органа тока УРЗА. По рекомендации [28] $k_{\text{БНТ}} = 5$; $\sum I_{\text{Т.НОМ}}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов РУ цеха; $k_{\text{У}} = 1,3 - 1,8$ – коэффициент,

учитывающий ударное значение пускового тока ЭД; $\sum I_{д.пуск}$ – сумма пусковых токов тех ЭД цеха, которые участвуют в самозапуске.

$$I_{ТО.КЛ(2)} \geq 5 \cdot 2 \cdot 54,99 + 1,8 \cdot 225,6 = 955,98 \text{ А.}$$

6.3.1.3.2 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:

$$I_{ТОВВ.КЛ(1)} \geq k_H \cdot \max\{I_{ТО.Д}; I_{ТО.Т}\} = 1,1 \cdot \max\{405,3; 1176\} = 1,294 \text{ кА, (6.20)}$$

где k_H – 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:

$$I_{ТОВВ.КЛ} \geq k_H \cdot \left(\sum I_{Т.НОМ} + \sum I_{д.ПУСК} + \sum I_{д.НОМ} \right) \quad (6.21)$$

$$I_{ТОВВ.КЛ(2)} \geq 1,1 \cdot ((2 \cdot 54,99) + (1 \cdot 5,2 \cdot 43,3)) = 550 \text{ А,}$$

где $\sum I_{д.пуск}$ – суммарный пусковой ток ЭД запускающихся во вторую очередь; $\sum I_{д.НОМ}$ – суммарный номинальный ток ЭД уже запущенных; $\sum I_{Т.НОМ}$ – суммарный номинальный ток Т.

Определяющим является первое условие: $I_{ТОВВ.КЛ} = 1,294 \text{ кА.}$

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

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

$$k_{ч.ТОВВ.КЛ} = \frac{I_{К2.МИН}^{(2)}}{I_{ТОВВ.КЛ}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{6,267}{1,294} \cdot 1 = 4,84,$$

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

Коэффициент чувствительности больше нормативного, т.е. рассматриваемом случае ТОВВ является основной защитой КЛ от всех видов КЗ во всех режимах и при повреждении в любой точке. Рабочий максимальный ток КЛ при принятом способе резервирования РУ цеха (от стороннего источника):

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = N_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 2 \cdot 54,99 + 1 \cdot 43,3 = 153,3 \text{ А.}$$

Выбираем ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 200 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{Т}} = 200/5$.

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ(2)}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1294}{40} = 32,35 \text{ А.}$$

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 БМРЗ-152-КЛ-01 возможна установка выдержки времени равно нулю, то время действия ТО ЭД и трансформатора цеха определяется временем срабатывания ИО не превышающем 0,04 с следовательно:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t_{(1)} \quad (6.22)$$

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

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ(1)}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t_{(2)} \quad (6.23)$$

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:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Таблица 6.23 – Уставки ТОВВ

Уставка	Значение	Описание
Раб. ТО-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени ТО-2
Испр ТО -2	32,35 А вторичных	Ток срабатывания ТО-2
Тср ТО-2	0,33 с	Время срабатывания ТО-2

6.3.1.3.3 МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступень МТЗ. Так как ТОВВ выбрана в качестве основной защиты КЛ, то МТЗ будет выполнять функцию дальнего резервирования. В связи с этим, целесообразно выдержку времени сделать независимой. Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

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

где $k_{\text{Н}} = 1.1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле[28]; $k_{\text{В}} = 0,96$ -коэффициент возврата ИО по току; $k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки.

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

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{\text{СЗ}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (6.24)$$

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

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{5,2 \cdot 1 \cdot 750 + 2 \cdot 1000}{2 \cdot 1000} = 2,95.$$

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{1,1 \cdot 2,95}{0,96} \cdot 153,3 = 518,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 518,2 = 570 \text{ А}, \quad (6.25)$$

где $k_{НС} = 1,1$ – коэффициент надежности согласования; $I_{МТЗ.ВВ}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранной по первому условию.

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

$$k_{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД} = \frac{I_{К2.МИН}^{(2)}}{I_{МТЗ.КЛ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{7237}{570} \cdot 1 = 12,7.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется.

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

$$k_{ч.МТЗ.КЛ.ЗР} = \frac{I_{К2.МИН}^{(2)}}{I_{МТЗ.КЛ}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.Д}^{(2)} = \frac{749}{570} \cdot 1 = 1,31.$$

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

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН цеха. Время срабатывания предохранителя $t_{ПКТ} < 0,01$ с, поэтому в дальнейшем наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха. Выдержка времени МТЗ ВВ цеха независимая, отстроенная от МТЗ трансформаторов цеха 10/0,4 кВ и составляет 0,6 с. Степень селективности для выключателей и терминалов РЗА ЭКРА была определена выше и составляет 0,23 с.

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:

$$t_{МТЗ.ВВ} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t = 0,6 + 0,23 = 0,83.$$

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

$$t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.ВВ} + \Delta t = 0,83 + 0,23 = 1,06.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{11025}{570} = 19,3.$$

Практически любое МП устройство РЗА оснащено набором типовых обратно-зависимых кривых стандарта МЭК 60255-3: нормально инверсной, сильно инверсной и чрезвычайно инверсной.

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.

Для экстремально инверсной характеристики терминала БЭ2502А0103 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 БЭ2502А0103 настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику определяются формулой:

$$t_{\text{ВС}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} \text{ с,} \quad (6.26)$$

где k – временной коэффициент, то есть уставка по времени.

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

$$k_{\text{РАСЧ}} = \frac{t_{\text{МТЗ.КЛ}}}{80} ((K_{\text{МТЗ.КЛ.К2}})^2 - 1) = \frac{1,2}{80} ((19,3)^2 - 1) = 5,57 \text{ с.} \quad (6.27)$$

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:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{2 \cdot 80}{((19,3)^2 - 1)} = 0,429 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

$$K_{\text{МТЗ.КЛ.К1}} = \frac{I_{\text{К1.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} = \frac{12661}{570} = 22,2,$$

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К2}} = \frac{k \cdot 80}{(K_{\text{МТЗ.КЛ}})^2 - 1} = \frac{2 \cdot 80}{((22,2)^2 - 1)} = 0,325 \text{ с.}$$

Для построения плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны значения выдержек времени (таблица 57).

Таблица 6.24 – Зависимость выдержки времени от тока КЗ

Ток, А	12,661	11,025	10	8	6	4	3
Выдержка времени, с	0,325	0,429	0,522	0,816	1,457	3,316	5,992

С помощью таблицы 6.24 построим карту селективности (рисунок 6.5).

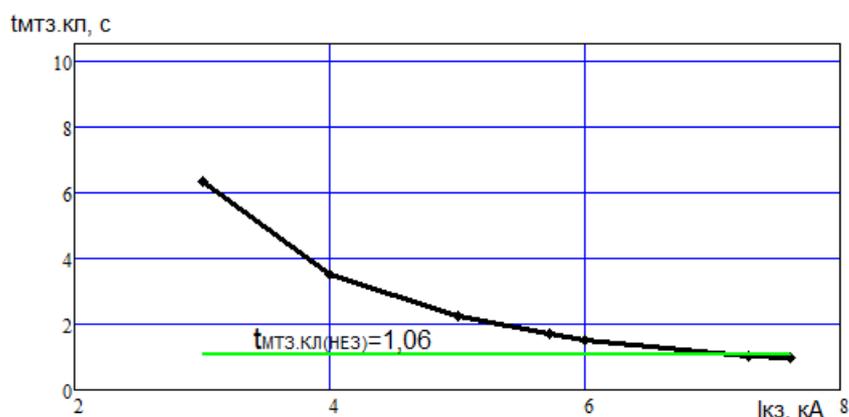


Рисунок 6.5 – Карта селективности для МТЗ КЛ.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{T}}} k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{570}{40} \cdot 1 = 14,25 \text{ А.}$$

Таблица 6.25 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-3	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	14,25 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
Характеристика	Чрезвычайно инверсная	МТЗ-2 С ЧИ характеристикой

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

П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР

Лист

97

6.3.1.3.4 УРОВ

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 153,3 = 7,67 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{7,67}{40} = 0,19 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается меньшее значение диапазона.

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 6.26 – 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
Исп УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тсп УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.3.1.4 Секционный выключатель 10 кВ.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2502А0201[29];
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [28].

6.3.1.4.1 МТЗ

В рассматриваем УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ - 1. Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям. Отстройка от суммарного максимального тока секции, в данном случае нагрузка цехов одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1,1 \cdot 2,95}{0,96} \cdot 153,3 = 518,2 \text{ А}, \quad (6.28)$$

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле; $k_B = 0,96$ – коэффициент возврата ИО по току; $k_{\text{СЗ}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки цеха.

Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1,1 \cdot 518,2 = 570 \text{ А}. \quad (6.30)$$

Определяющим является второе условие. Коэффициент чувствительность в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{570} \cdot 1 = 14,4. \quad (6.31)$$

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:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237}{570} \cdot 1 = 11. \quad (6.32)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, надежное резервирование обеспечено.

В ячейке КРУ СВ выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.НОМ.ТТ} = 200 \text{ А}$, $I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А}$, $n_T = 200/5$.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_T} = \frac{570}{40} = 14,3 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-1: $I_{2.НОМ.ТТ} =$ от 1 до 200 А вторичного тока. Выдержка времени МТЗ СВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений секций – МТЗ КЛ. Так как выдержка времени МТЗ КЛ независимая, МТЗ СВ также выполняется с независимой выдержкой времени:

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

Определим степень 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 6.27 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	14,3 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-2	1,29 с	Время срабатывания МТЗ-1

6.3.1.4.2 Логическая защита шин

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9,452}{1,5} \cdot 1 = 5,46 \text{ кА.} \quad (6.33)$$

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

$$I_{\text{ЛЗШ}(2)} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_T} = \frac{3000}{40} = 75 \text{ А.}$$

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

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

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

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

где $t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} = 0,05 \text{ с}$ – время срабатывания измерительного органа тока; $t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,05 \text{ с}$ – погрешность органа времени для независимой характеристики; $t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т}} = 0,025 \text{ с}$ – время возврата ИО; $t_{\text{ЗАП}} = 0,1$ – время запаса.

Таблица 6.28 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ
Ток срабатывания ЛЗШ	75 А	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,225 с	Время срабатывания ЛЗШ

6.3.1.4.3 АВР

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

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

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

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

6.3.1.4.4 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 153,3 = 7,66 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{7,67}{40} = 0,19 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А, выбираем 0,25 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 6.29 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
$I_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
$T_{\text{ср}} \text{ УРОВ}$	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.3.1.5 Вводной выключатель 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2502А0303 [30];
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [28].

6.3.1.5.1 Первая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ -1 ВВ отстраивается от $I_{\text{ср}} \text{ МТЗ СВ}$:

$$I_{\text{МТЗ-1.ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1,1 \cdot 570 = 627 \text{ А.} \quad (6.34)$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-1.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{627} \cdot 1 = 13,1. \quad (6.35)$$

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:

$$k_{\text{ч.МТЗ-1.ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.РУ.ЦЕХА}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ-3.ВВ}}} \cdot k_{\text{от.ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7237}{627} \cdot 1 = 10. \quad (6.36)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТШЛ-10 с $I_{1.НОМ.ТТ} = 400$ А, $I_{2.НОМ.ТТ} = 5$ А, $n_T = 400/5$. Вторичный ток срабатывания:

$$I_{МТЗ-1.ВВ(2)} = \frac{I_{МТЗ-1.ВВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{627}{80} \cdot 1 = 7,84 \text{ А.} \quad (6.37)$$

Выдержка времени МТЗ ВВ отстраивается от выдержек времени МТЗ отходящих присоединений.

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

Определим степень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

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

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

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

Таблица 6.30 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 1	введена	Степень МТЗ-1 введена в действие
Иср МТЗ - 1	7,84 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

6.3.1.5.2 2 степень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания 2 степени:

$$I_{МТЗ-1.ВВ} = I_{МТЗ-2.ВВ} = 627 \text{ А.}$$

Выдержка времени 2 степени равна максимально допустимой:

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

Выдержка времени 2 степени при ускорение равна:

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

Таблица 6.31 – Уставки МТЗ - 2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 2	введена	Степень МТЗ21 введена в действие
Иср МТЗ - 2	7,84 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

6.3.1.5.3 ЛЗШ

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

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}^{(3)}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9452}{1,5} \cdot 1 = 5457 \text{ А.} \quad (6.38)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ}(2)} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{5457}{80} = 68,2 \text{ А.}$$

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 6.32 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ
Ток срабатывания ЛЗШ	68,2 А	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,225 с	Время срабатывания ЛЗШ

6.3.1.5.4 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.ВВ}} = 0,05 \cdot 962 = 48,1 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{T}}} = \frac{48,1}{80} = 0,6 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в диапазон уставок от 0,25 до 5 А. Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

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

Таблица 6.33 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Иср УРОВ	0,6 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Тср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.3.1.6 Ячейка ТН 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2502А0402 [31];
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [28].

6.3.1.6.1 Пуск по напряжению МТЗ.

Напряжение срабатывания реле фильтра обратной последовательность

$$U_{\text{ВМБ.}U_2} = 6 \text{ В.}$$

Допустимый диапазон от 5 до 20В. Напряжение срабатывания (вторичное) реле линейных напряжений:

$$U_{\text{ВМБ.}U_l} = \frac{U_{\text{МИН}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} = \frac{85}{1,2 \cdot 1,07} = 66 \text{ В,} \quad (6.39)$$

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 185/25: $R_{\text{уд.кЛ}} = 0,099 \text{ Ом/км}$; $X_{\text{уд.кЛ}} = 0,175 \text{ Ом/км}$.

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{\text{уд.кЛ}} = \sqrt{R_{\text{уд.кЛ}}^2 + X_{\text{уд.кЛ}}^2} = \sqrt{0,099^2 + 0,175^2} = 0,201 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (6.40)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{\text{кЛ.МИН.РЕЖ}} = \frac{Z_{\text{уд.кЛ}} \cdot L_{\text{кЛ}}}{N_{\text{ц}} - 1} = \frac{0,201 \cdot 1,3}{6 - 1} = 0,05 \text{ Ом.} \quad (6.41)$$

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

$$U_{\text{Л.ОСТ}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{КЛ.МИН.РЕЖ}} \cdot I_{\text{КЗ.МИН.КЛ}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,05 \cdot 5,722 = 0,496 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при этом составит $U_{\text{Л.ОСТ}(2)} = 25 \text{ В}$, так как коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}/100$.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ВМБ.УЛ}}}{U_{\text{Л.ОСТ}(2)}} = \frac{66}{25} = 2,64.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного [1].

6.3.1.6.2 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю

УКИ в рассматриваемом УРЗА выполнено двухступенчатым. Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [32]: $U_{\text{ОЗЗ РН1 ЗУ0}} = 15 \text{ В}$ (вторичное), допустимый диапазон 5 – 99 В.

Время срабатывания 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [32]:

$$t_{\text{ОЗЗ Т1}} = 9 \text{ с, допустимый диапазон } 0,03 - 99,99 \text{ с.}$$

6.3.1.6.3 ЗМН

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

Напряжение срабатывания, рекомендуемое [28]:

$$U_{\text{ЗМН РН1}} = 30 \text{ В.}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН Т1}} = t_{\text{МАКС.РЗ}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{МАКС.РЗ}}$ – наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ, контролируемого АВР ниже принятого напряжения срабатывания; Δt – ступень селективности.

ПО по напряжению АВР может сработать при трехфазном КЗ в конце отходящих от секции шин НН ПС КЛ (в макс. или мин. режимах). Максимальное время действия защиты при этом не превысит выдержки времени МТЗ транс -

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>106</i>

форматора. У резервной защиты трансформатора БМРЗ-ТР, производства «ЭКРА» МТЗ оснащена только независимыми характеристиками (по РЭ), что значительно упрощает расчеты.

Определим ступень селективности между ОВ 1 ступени ЗМН и МТЗ трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{откл.в.т}} + 2 \cdot t_{\text{погр.ов}} + t_{\text{возвр.ио.т}} + t_{\text{зап}}$$
$$\Delta t = 0,045 + 2 \cdot (0,012 + 0,016) + 0,04 + 0,1 = 0,241 \text{ с}$$

где $t_{\text{откл.в.т}} = 0,045$ с. – полное время отключения выключателя; $t_{\text{погр.ов}} = 0,012$ с – погрешность МТЗ Т; $t_{\text{погр.ов.з.мн}} = 0,016$ с – погрешность МТЗ ЗМН; $t_{\text{возвр.ио.т}} = 0,04$ с – время возврата ИО напряжения; $t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Выдержка времени:

$$t_{\text{з.мн.т1}} = 0,6 + 0,241 = 0,841 \text{ с.}$$

Вторая ступень используется для отключения части ЭД секции с целью облегчения самозапуска оставшихся включенными ЭД. По рекомендациям и ПУЭ напряжение срабатывания выбирается равным 70В. Выдержка времени 0,5 с. По рекомендации [28] напряжение срабатывания $U_{\text{з.мн.рн}} = 65\text{В}$.

6.3.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ

На стороне 110 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит транзитных линий 110 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ. Обычно на ВЛ и шинах 110 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

6.3.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на шкаф микропроцессорной релейной защиты ШЭ2607 151-27E2УХЛ4 [33].

6.3.2.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Выбором номинальный ток ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН. Из выбора ТТ получили, что на стороне ВН принят к установке ТВ-110-200/5, на стороне НН принят ТШЛ-10-2000/5.

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}} = \frac{184}{40} = 4,6 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1.\text{НН}}} = \frac{1924,5}{400} = 4,8 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации. Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}} = 5 \text{ А}$, номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}} = 5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (6.42)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3; ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1; $U_{\text{рег}} = 0,05$ для чувствительной уставки. Для грубой 0,12; $F_{\text{впр}}$ - 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):

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

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>108</i>

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

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

$$I_{НБ.РАСЧ} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + U_{РЕГ} + F_{ВЫР}, \quad (6.43)$$

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

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

$$K_{10.ОТН} = \frac{I_{1.НОМ.ТА} \cdot K_{10}}{I_{НОМ.ТР}}, \quad (6.44)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.ОТН} = \frac{200 \cdot 20}{184} = 22.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.ОТН} = \frac{2000 \cdot 20}{1924,5} = 20,8.$$

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $K_{10отн} > 20$, то принимается $K_{пер} = 2,0$. Определяем ток небаланса для чувствительной уставки:

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

Определяем ток небаланса для грубой уставки:

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

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{ДЗТ.НАЧ}. \quad (99)$$

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

$$K_{ТОРМ2.Ч} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35.$$

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $K_{\text{торм.2.ч}}=0,35$.
Для грубой уставки:

$$K_{\text{ТОРМ2.Г}} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,35 - 0,2 = 0,48.$$

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. В руководстве рекомендуется использование следующих приближенных значений: для трансформаторов мощностью 16 МВА и менее следует принять $K_{\text{торм.3}}$ равным 0,7.

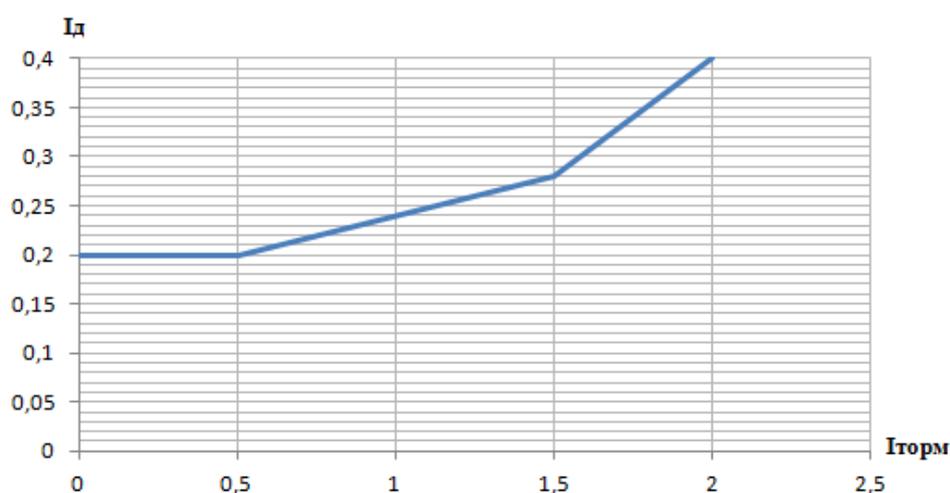


Рисунок 6.6 – Тормозная характеристика чувствительной уставки

6.3.2.1.2 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.

6.3.2.1.3 Проверка чувствительности

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$ определяется соотношением: $K_{\text{ч}} = I_{\text{д. min}} / I_{\text{дзт. нач}}$, где $I_{\text{д. min}}$ – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида.

Поскольку $I_{дзт.нач}$ меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается $K_{ч} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

6.3.2.1.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне 6 I_n .

$$I_{отс.ср1} = 6 \cdot I_{ном.тр} = 6 \cdot 92 = 552 \text{ А.}$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению:

$$I_{отс.ср} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш.мах}, \quad (6.45)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ; $I_{кз.внеш.мах}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{нб}$ зависит от значений параметра $K_{10отн}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $K_{нб}$ равным 0,7.

$$I_{отс.ср} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12\,248 = 10,288 \text{ А.}$$

Выбираем наибольшее из двух значений $I_{отс.ср}$. С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{отс.ср.втор} = \frac{10,288}{400} = 25,7 \text{ А.}$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём $K_{ч}$:

$$K_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.внеш.мин}}{I_{отс.ср}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,02}{10,288} = 0,43.$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её нужно вывести из работы.

6.3.2.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале БМРЗ-ТР.

Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС): $I_{РАБ.МАКС} = 224,9 \text{ А}$.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 184 = 197 \text{ А}.$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{197}{400} \cdot 1 = 0,493 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

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

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,264 \text{ с}.$$

$$t_{МТЗ.ТР} = 1,52 + 0,264 = 1,784 \text{ с}.$$

Выберем напряжение срабатывания: $U_{СР.2} = 0,5 \cdot U_{ном.втор} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В}$.

6.3.2.1.6 Расчет защиты от перегрузки

$$I_{СЗ.ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.ВН} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 92 = 98,6 \text{ А}.$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ.ПЕР(2)} = \frac{I_{СЗ.ПЕР}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{98,6}{400} \cdot 1 = 0,25 \text{ А}.$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9 – 10 с. Окончательно принимаем $t_{П.Т} = 10 \text{ с}$.

6.3.2.1.7 УРОВ

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

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

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 962 = 48,1 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{уров(2)}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{T}}} = \frac{48,1}{400} = 0,12 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А, принимается 0,25 А.

Выдержка времени УРОВ, рассчитанная по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»: $t_{\text{уров}} = 0,204 \text{ с.}$

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Экономия электроэнергии

Всем известно, что экономить электроэнергию нужно для того, чтобы уменьшить вредное воздействие на окружающую среду. Теплоэлектростанции используют уголь, газ или нефть, то есть невозобновляемые запасы полезных ископаемых, и выбрасывают углекислый газ в атмосферу. В случае с атомной электростанцией проблема заключается в тех радиоактивных отходах, которые еще не научились перерабатывать так, чтобы сделать их абсолютно безопасными для окружающей среды.

Даже гидроэлектростанции, которые получают электричество за счет энергии падающей воды, вредят экологии: их строительство приводит к затоплению ценных сельскохозяйственных земель, разрушению существующих экосистем, изменению климата. Таким образом, любая электростанция наносит вред окружающей среде, но если каждый из нас будет экономить электроэнергию, внедряя энергосберегающие технологии или вовремя выключая свет, значительно снизится необходимая мощность электрических станций.

В России Закон (ФЗ 261) об энергосбережении появился относительно недавно и был подписан Президентом РФ в 2009 году. В западных же странах энергосбережением занимаются с 90-х годов прошлого столетия. Экономия электроэнергии там стала актуальна последние два десятилетия в связи с мировым ростом потребления электроэнергии. Ученые подсчитали, что современные электростанции однажды не смогут удовлетворить спрос на электроэнергию, ведь ежегодное потребление растет в среднем на 15-20%. Для выработки электроэнергии приходится использовать энергоресурсы природы, а они, как нам известно, не бесконечны. Если же взять городской мегаполис с населением в 20 млн. человек и сократить потребление всего на 10%, то мы уменьшим количество выбросов CO₂ в атмосферу примерно на 1,2 млн тонн. Кроме экологического фактора есть и экономический, который особенно актуален для нашей страны. Стоимость кВт·ч в России ниже в 2-2,5 раза, чем в странах Евросоюза и Восточной Азии. Этот факт

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

не может не сказаться на инвестиционной привлекательности нашей страны и соответственно на создании благоприятного экономического климата, даже в условиях экономических санкций. Низкая стоимость электроэнергии в России прежде всего интересна крупным мировым производителям.

7.2 Снижение технических потерь в электрических сетях

Настоящий период работы единой энергосистемы России характеризуется необходимостью постоянного увеличения передаваемой по линиям активной мощности для обеспечения растущих потребностей экономики и коммунального хозяйства, при одновременно практическом исчерпывании ресурсов этого увеличения. Один из ключевых способов повышения уровня передаваемой мощности без строительства новых линий и подстанций – компенсация реактивной мощности на всех уровнях ее генерации, передачи и потребления: от генераторов станций до линий СВН и обратно до сетей 380 В [35].

Наличие в сетях потоков реактивной мощности вызывает следующие негативные последствия:

- повышенные потери в системе электроснабжения (понижающие трансформаторы и распределительная сеть);
- снижение напряжения на шинах нагрузки и как следствие – снижение производительности оборудования и объема выпускаемой продукции;
- для резкопеременной нагрузки – колебания напряжения и ухудшение работы вычислительной техники и устройств релейной защиты и автоматики.

Среднее значение $\cos \phi$ для предприятий различных отраслей промышленности составляет от 0,7 до 0,85. Значительную долю энергоприемников представляют собой асинхронные и синхронные электродвигатели с $\cos \phi = 0,75-0,9$, т.е. потребляемая ими реактивная мощность составляет от 50 до 90 % активной мощности (рис. 7.1).

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

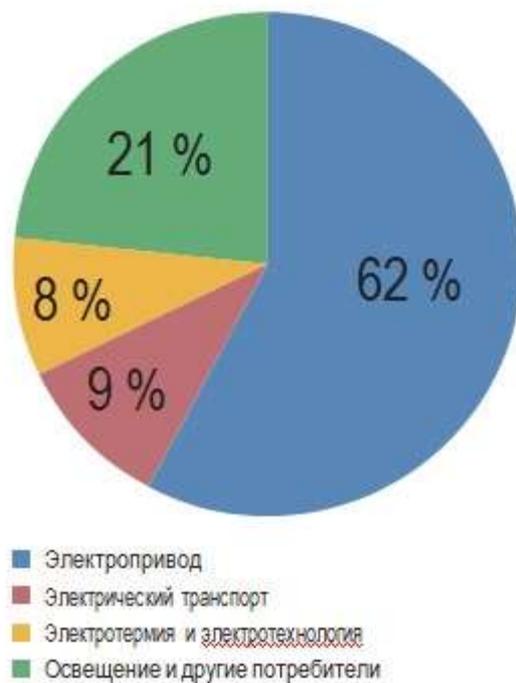


Рисунок 7.1 – Структура потребителей электроэнергии

Кроме того, массовое применение частотно-регулируемого электропривода (ЧРП), выпрямительных агрегатов печей постоянного тока, электролизных установок, выпрямителей тяговых подстанций, а также дуговых сталеплавильных печей (ДСП) приводит к значительному росту генерации высших гармоник в токе нагрузки, появлению несимметрии тока нагрузки и колебаниям напряжения на шинах потребителей.

Нескомпенсированная у потребителя реактивная мощность идет в сети высокого напряжения и вызывает существенный рост потерь в линиях электропередачи. На рис. 7.2 приведена структура технологических потерь электроэнергии в сетях высокого напряжения. 83 % потерь электроэнергии – это потери в проводах линий электропередачи и обмотках трансформаторов.

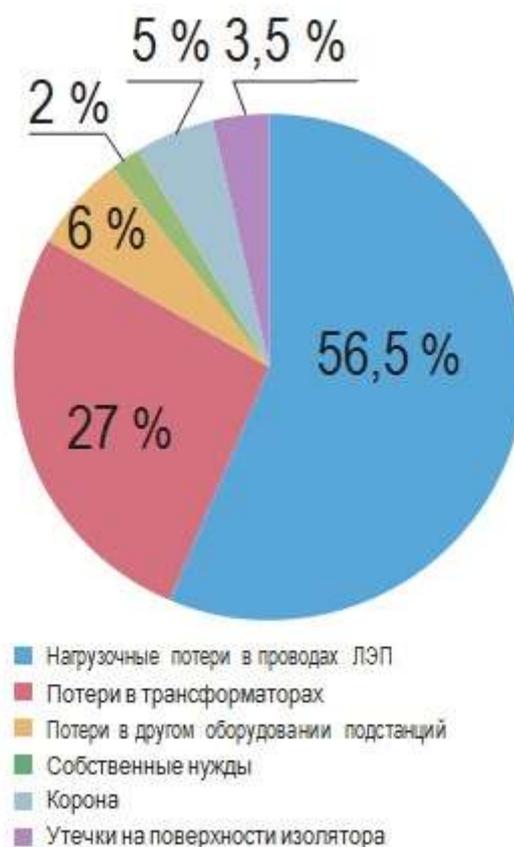


Рисунок 7.2 – Структура потребителей электроэнергии

Статические устройства компенсации реактивной мощности (компенсирующие устройства – КУ) обеспечивают повышение эффективности работы и энергосбережение в системах передачи, распределения и потребления энергии. Однако по показателю уровня компенсации реактивной мощности Россия значительно отстает от большинства стран с развитой экономикой, где общая мощность установленных конденсаторов превышает суммарную мощность генераторов электроэнергии.

7.3 Комплексное решение вопросов компенсации реактивной мощности в сетях различного назначения.

Обеспечение полной компенсации реактивной мощности в электрических сетях требует скоординированного подхода в решении общей задачи. Очевидно, что чем выше уровень напряжения, тем более сложные и дорогие КУ с большими функциональными возможностями необходимо использовать [36].

В сетях 380 В достаточно применение нерегулируемых или ступенчато регулируемых конденсаторных установок (УКРМ) для поддержания требуемого коэффициента реактивной мощности согласно существующим нормативам.

В промышленных сетях в большинстве случаев также достаточно применения УКРМ, а для предприятий с резкопеременной нагрузкой типа ДСП или ЧРП необходимо использование статических тиристорных компенсаторов реактивной мощности (СТК) или статических компенсаторов на базе управляемых инверторов напряжения (СТАТКОМ) для обеспечения требований ГОСТ 32144-2013 по уровню колебаний напряжения и другим показателям качества электроэнергии (ПКЭ). Здесь СТК/СТАТКОМ фактически являются устройствами, обеспечивающими электромагнитную совместимость нестационарной нагрузки с питающей сетью.

Задача региональных сетевых компаний – полностью скомпенсировать остатки реактивной мощности, обеспечив максимальную разгрузку сетевых трансформаторов питающих подстанций и линий электропередач напряжением 110 кВ и выше. Здесь возможно использование и блоков статических конденсаторов (БСК), и управляемых шунтирующих реакторов (УШР), и СТК.

Задача Федеральной сетевой компании – компенсация зарядной мощности линий электропередачи и поддержание (регулирование) напряжения на шинах подстанций и, в перспективе, обеспечение регулирования потоков активной мощности по линиям путем внедрения всех типов устройств FACTS: УШР, СТК, устройств продольной компенсации (УПК), СТАТКОМ'ов и вставок постоянного тока. Кроме этого, многофункциональные устройства FACTS решают и другие специфические задачи сетей СВН – снижение коммутационных перенапряжений, обеспечений условий гашения дуги в паузе ОАПВ, демпфирование качаний активной мощности по линии, что в целом приводит к повышению статической и динамической устойчивости примыкающей энергосистемы. Распределение сетевых задач по компенсации реактивной мощности и требуемые для этого виды КУ сведены в таблицу 7.1.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

Таблица 7.1 – Задачи компенсации реактивной мощности для сетей различного назначения

Сеть	Напряжение, кВ	Тип КУ	Функции КУ
Коммунальное хозяйство	0,38	Нерегулируемые и регулируемые УКРМ	Обеспечение требуемого значения $\text{tg } \varphi$;
Промышленные предприятия	6/10	УКРМ	Обеспечение требуемого значения $\text{tg } \varphi$;
	35	СТК (для прокатных станков, ДСП)	Снижение колебаний напряжения; Снижение уровня высших гармоник;
Региональные сетевые компании	35 / 110	БСК, УШР, СТК	Компенсация реактивной мощности для разгрузки линий и сетевых трансформаторов и стабилизации напряжения;
Федеральная сетевая компания	220 ... 750	УШР, СТК, УШРТ АСК, УПК, СТАТКОМ	Компенсация реактивной мощности линий; Регулирование напряжения; Регулирование потоков активной мощности; Повышение статической и динамической устойчивости.

7.4 КРМ в электроэнергетике.

Основное применение конденсаторов в отечественной электроэнергетике это батареи статических конденсаторов напряжением 110 и 220 кВ мощностью от 25 до 100 Мвар. Такие БСК устанавливаются на шины подстанций электропередач 110...500 кВ и служат для компенсации реактивной мощности и снижения потерь в линиях электропередачи, обеспечения требуемого запаса по статической устойчивости примыкающей энергосистемы и поддержания напряжения на линии при ее высокой нагрузке, особенно в ремонтных и аварийных режимах.

7.5 Оценка снижения потерь от применения компенсирующих устройств.

Оценку размера и стоимости снижения потерь на транспорт и преобразование электроэнергии за счет применения КУ достаточно легко сделать расчетным путем, исходя из графиков нагрузки, параметров линий и трансформаторов и стоимости электроэнергии. Гораздо труднее подтвердить эти данные экспериментально. Для проведения адекватного сравнения потерь при наличии и отсутствии КУ необходимы длительные и затратные мероприятия, на которые ни сетевые компании, ни промышленные предприятия не идут. Тем более что не все отечественные сетевые компании заинтересованы в снижении потерь, так как их стоимость напрямую входит в тариф и за потери в конечном итоге платит потребитель.

Другое дело за рубежом. Например, на Украине действует утвержденная Приказом Министерства топлива и энергетики «Методика вычисления платы за перетекание реактивной энергии между электропередающей организацией и ее потребителями». Во взаимодействии с действующими методиками формирования тарифов на активную электроэнергию плата за перетекание реактивной электроэнергии является адресным экономическим стимулом для уменьшения негативного влияния реактивных мощностей конкретных потребителей на потери активной электроэнергии в основной и в распределительной электросетях, и на качество напряжения – в соответствующем энергорайоне.

Интересны данные по Евросоюзу [37]. В соответствии с выполненными расчетами, без учета установленных КУ общая потребляемая 25 странами ЕС в течение 2008 года электрическая энергия составила 3173 ТВА·час при среднем значении $\cos 0,83$ или годовом потреблении реактивной энергии 1759 Твар·час. При учете КУ реальный \cos вырос до 0,97, реактивная энергия снизилась до 690 Твар·час, а полная до 2730 ТВА·час. Таким образом установка КУ обеспечила снижение полной энергии на 443 ТВА·час или на 15 %, а потери снизились на 48 ТВт·час или на 1,85 % от суммарной активной энергии. При этом величина потерь на транспорт и распределение электроэнергии составила всего 7,4 %. Средняя

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

расчетная стоимость установки КУ составила 0,0062 евро (или 41 коп.) на 1 кВт·час сэкономленной активной энергии в течение срока эксплуатации КУ 15 лет.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате дипломного проекта был проведен анализ существующей сети, выбран и проверен вариант схемы присоединения новой подстанции. Данный вариант способен обеспечить качество электроэнергии у потребителя при любом режиме в сети

Была спроектирована двухтрансформаторная подстанция, выбраны и проверены силовые трансформаторы, ячейки выключателей, предохранители. Выбраны виды и типоразмеры устройств релейной защиты и автоматики. При помощи руководящих указаний рассчитаны параметры устройств релейной защиты отдельных объектов на подстанции высокой и низкой стороны. Также была рассмотрена проблема энергосбережения.

Графическая часть проекта - это схема сети, схемы с режимами этой сети, схема проектируемой подстанции, её план и схема расстановки устройств релейной защиты и автоматики на подстанции.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Батареи статических конденсаторов (БСК) | ТОО «УККЗ» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.ukkz.com/ru/catalog/batarei-staticeskikh-kondensatorov.html>
2. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
3. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс] / Режим доступа: – http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
4. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.
5. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
6. Кабели силовые общепромышленные СПЭ 1-35 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-SPE-izolyatsii/silovye-v-SPEizolyatsii_13_25.html
7. ВГП-110 | Электроаппарат [Электронный ресурс] / Режим доступа: – <http://elektroapparat.ru/products/vyklyuchateli/vgp-110/>
8. РГ-110 (УХЛ1) Разъединители горизонтально-поворотного типа [Электронный ресурс] / Режим доступа: – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv
9. СЗТТ: Трансформаторы тока наружной установки серии ТВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.cztt.ru/tv_outdoor.html
10. ЗНОГ -110 (УЗЛ1) Трансформатор напряжения [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>123</i>

/transformatory-napryazheniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryazheniya-elegazovyy

11. Буклет КРУ серии С-410 [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.abs-elteh.ru/buklet_C-410.pdf

12. Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://bester54.ru/goods/index.php?type=description&id=738>

13. СЗТТ: Шинные трансформаторы тока ТШЛ-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.cztt.ru/tshl_10.html

14. СЗТТ: Опорно-проходные трансформаторы ТПЛК-10 [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.cztt.ru/tplk_10.html

15. Трансформатор НТМК-10-71 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://energosfera.org.ua/transformatory/izmeritelnye-transformatory-napryazheniya/trekhfaznye-maslyanye-izmeritelnye-transformatory-napryazheniya-10kv/transformator-ntmk-10-71.html>

16. ТЗК [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.zeim.ru/production/tokoprovody/tzk/tzk.pdf>

17. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=23788

18. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/

19. Типовые решения 110-220 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://ekra.ru/upload/iblock/981/Tipovie_Resheniya110_220_kV_3_print-RUP.pdf

20. Защита напряжением 6-220 кВ [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/>

21. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.mtrele.ru/files/documents/sto-046-2011.pdf>

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

22. Каталог Emax2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://library.e.abb.com/public/f751eb57274642bbacd319ad87cb48d6/Emax%202%202016.pdf>
23. Защита, автоматика, управление и сигнализация линии БЭ2502А0103. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/zp-6-35/be2502a/be2502a01xx/>
24. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ., - М. Энергоатомиздат, 1989. - 144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623);
25. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
26. «ЗАО Группа компаний Электрощит ТМ – Самара. Каталог продукции» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://electroshield.ru/catalog/>
27. Низковольтное комплектное устройство (НКУ) «АССОЛЬ» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.electronmash.ru/sites/default/files/nku.pdf>
28. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Моно - графия / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 с.: ил;
29. Защита, автоматика, управление и сигнализация секционного выключателя БЭ2502А02ХХ [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/zp-6-35/be2502a/be2502a01xx/>
30. Защита, автоматика, управление и сигнализация секционного двигателя БЭ2502А0701 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/zp-6-35/be2502a/be2502a0701/>
31. Терминал трансформатора напряжения БЭ2502А0402 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/zp-6-35/be2502a/be2502a0701/>

32. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника; Вып. 11(35)].

33. Защита и автоматика двухобмоточного трансформатора ШЭ2607 151 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220/transformatory/she2607-151/>

34. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

35. Чуприков В.С. Компенсация реактивной мощности – ключ к повышению передаточной способности электрических сетей. // «Энергоэксперт», № 4, 2008 г.

36. Чуприков В.С. Устройства компенсации реактивной мощности в сетях высокого напряжения: технико-экономическое сравнение вариантов. // Доклад на семинаре «Инновационные системы компенсации реактивной мощности» Международного электротехнического форума UPGrid 2012. Москва, МВЦ «Крокус Экспо», 25 октября 2012 г.

37. Improving Energy Efficiency by Power Factor Correction. January 2008 edition. Published by: FRAKO Kondensatoren und Anlagenbau GmbH. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.frako.com/fileadmin/pdf/Downloads/Fachaufsaetze/EN/95-00277_03_08_improving_energy_efficiency_by_pfc.pdf.

					<i>П-472.13.03.02.2020.074 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126