

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

(должность)

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

« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Анализ режимов участка сети 110 кВ с разработкой
подстанции 110/10 кВ «Массивная»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

_____/ К. Е. Горшков /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-471

_____/ А. А. Рахматуллина /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____/ К. Е. Горшков /

« ____ » _____ 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

Рахматуллина Айгуль Айратовна

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы «Анализ режимов участка сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «Массивная» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 2020 г. № _____

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

3. Исходные данные к работе

Для существующей сети и дальнейшей ее разработки основные исходные данные приведены в таблицах 1.1-1.3.

Таблица 1.1 – Данные о нагрузках сети

Объект	P, МВт	Q, МВА
Шагол	50	30
Краснопольская	36	17,5
Новоградская	38,4	15,3
Шершневецкая	22	10,5
Массивная	35	16

Продолжение таблицы 1.1

Объект	P, МВт	Q, МВА
Спортивная	40	15,2
Паклинская	23,2	11,6
Сосновская	13	8,5
Западная 1	14	5
Западная 2	14	5

Таблица 1.2 – Данные о ЛЭП

№ линии	Линия	Номинальное напряжение, кВ	Кол-во цепей	Длина линии, км	Марка провода
1	Шагол – Красно-польская	110	1	1,9	АС-240/32
2	Новоградская – Шершне-вская	110	1	9	АС-240/32
3	Массивная – Спор-тивная	110	1	2,5	АС-240/32
4	Шершне-вская – Сосновская	110	1	22,9	АС-240/32
5	Красно-польская – Отп. 14А	110	1	0,46	АС-240/32
6	Шагол - Отп. 14А	110	1	1,5	АС-240/32
7	Отп. 14А – Ново-градская	110	1	2,3	АС-240/32
8	Шагол – Отп. 55	110	1	1,25	АС-240/32
9	Отп. 55 – Отп. 68	110	1	2	АС-240/32
10	Отп. 68 - Массив-ная	110	1	5	АС-240/32
11	Отп. 55 - Паклин-ская	110	1	16,4	АС-240/32
12	Паклинская – Отп. 28А	110	1	32,9	АС-240/32
13	Отп. 15 – Западная (2)	110	1	0,3	АС-240/32
14	Отп. 28А – Отп. 15	110	1	2	АС-150/24
15	Отп. 68 – Западная (1)	110	1	13	АС-150/24
16	Отп. 15 - Спортив-ная	110	1	4,3	АС-150/24
17	Сосновская – Отп. 28А	110	1	4,9	АС-240/32

Таблица 1.3 – Типы трансформаторов

Объект	Тип трансформатора
Шагол	2хАТДЦТН-250000/220
Новоградская	2хТРДН-40000/110
Краснопольская	2хТРДН-40000/110
Паклинская	2хТРДН-25000/110
Шершневецкая	2хТРДН-25000/110
Спортивная	2хТРДН-40000/110
Сосновская	2хТДН-16000/110
Массивная	2хТРДН-40000/110
Западная (1)	ТДЦ-40000/110
Западная (2)	ТДЦ-40000/110

Мощность КЗ на шинах существующей подстанции:

- В максимальном режиме 1300 (1800) МВА;
- В минимальном режиме – 1000 (1300) МВА.

Параметры воздушных линий W1 (W2):

- Номинальное напряжение – 110 кВ;
- Длина – 8,25 (2,5) км;
- Максимальная транзитная мощность – 38,48 МВА.

К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 6 кабельных линий длиной 1,8 км, каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку:

- Количество – 4;
- Мощность – 1 МВА.

Асинхронный двигатель АТД4:

- Количество – 4;
- Активная мощность – 1000 кВт;
- $\cos \varphi$ – 0,89;
- КПД – 97,3 %;
- Коэффициент пуска – 5,7.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Анализ существующей схемы электрической сети района;
- 2) Расчет установившихся режимов работы сети;
- 3) Разработка структурной схемы;

4) Выбор видов релейной защиты и автоматики для всех объектов разрабатываемой ПС и питающих ВЛ в соответствии с требованиями ПУЭ и НТП ПС;

5) Расчет параметров устройств РЗА;

6) Применение нелинейных ограничителей перенапряжения на понизительных подстанциях.

5. Перечень графического материала

1) Схема участка исходной сети 110 кВ, 1 лист формата А1;

2) Карты режимов исследуемого участка сети 110 кВ, 1 лист формата А1;

3) Схема главная электрическая подстанции 110/10 кВ «Массивная», 1 лист формата А1;

4) План РУ ВН подстанции 110/10 кВ «Массивная», 1 лист формата А1.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Анализ существующей схемы электрической сети района	4.05.20	
Расчёт основных установившихся режимов работы сети	11.05.20	
Разработка структурной схемы	19.05.20	
Выбор видов релейной защиты и автоматики для всех объектов разрабатываемой ПС и питающих ВЛ в соответствии с требованиями ПУЭ и НТП ПС	24.05.20	
Расчет параметров устройств РЗА	03.06.20	
Применение нелинейных ограничителей перенапряжения на понизительных подстанциях	12.06.20	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / К. Е. Горшков /

Студент _____ / А. А. Рахматуллина /

АННОТАЦИЯ

Рахматуллина А. А. – Анализ режимов участка сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «Массивная». – Челябинск: ЮУрГУ, Э, П-471, 2020 г., стр. 117, ил. 18, табл. 56. Список литературы – 21 наименование. Чертежей – 4 листа формата А1.

В данной работе был проведен анализ участка сети 110 кВ в различных режимах. Было выбрано силовое оборудование с учетом работы в нормальных и аварийных режимах. Выбрано типое исполнение устройств релейной защиты и автоматики. Терминалы релейной защиты и автоматики выбирались согласно каталогу фирм-производителей. Расчет уставок релейной защиты и автоматики проводился в соответствии с методическими указаниями. Также был рассмотрено применение нелинейных ограничителей перенапряжения на понизительных подстанциях.

На чертежи вынесены электрическая схема участка сети 110 кВ, карты режимов данного участка, главная электрическая схема с указанием основного оборудования, план РУ ВН.

Работа выполнена с применением таких программных средств, как MS Office, AutoCAD, NetWorks, ToKo, Mathcad.

					<i>П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Дата</i>	<i>Анализ режимов участка сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ «Мас- сивная»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Рахматуллина А. А.</i>					<i>6</i>	<i>117</i>
<i>Пров.</i>		<i>Горшков К. Е.</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>Горшков К. Е.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова И. М.</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.....	12
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	12
1.1.1 Баланс активных мощностей	12
1.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	13
1.2 Анализ схемы электрической сети района.....	15
1.2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе	15
2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	17
2.1 Расчет режима максимальных нагрузок.....	17
2.2 Расчет режима минимальных нагрузок.....	21
2.3 Расчет режима перспективных нагрузок.....	24
2.4 Расчет послеаварийных режимов	27
3. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ.....	33
3.1 Выбор соединения основного оборудования и определение потоков мощности.....	33
3.2 Выбор сечения КЛ.....	33
3.3 Выбор схем распределительных устройств	35
3.4 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю	36
3.4.1 Компенсация емкостного тока.....	37
3.4.2 Выбор НОТ и ДГР	37
3.4.3 Определение мощности ТСН на НН	38
3.4.4 Определение мощности ТСН на РУ НН.....	40
3.5 Выбор силовых трансформаторов.....	40
3.6 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ ПС	41

3.7 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы	41
3.8 Расчет ТКЗ в максимальном и минимальном режимах.....	42
3.9 Выбор и проверка выключателя 110 кВ на сторону ВН ПС	44
3.10 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН.....	46
3.11 Секционный выключатель	48
4. ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ПС И ПИТАЮЩИХ ВЛ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПУЭ И НТП ПС	49
4.1 Микропроцессорные устройства РЗА	49
4.2 Выбор видов РЗА энергообъектов 6..35 кВ	50
4.2.1 Защита кабельной линии 10 кВ	51
4.2.2 Защита электродвигателя АТД4	51
4.2.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ.....	52
4.2.4. Вводной выключатель.....	53
4.2.5 Секционный выключатель 10 кВ.....	54
4.2.6 Шины 10 кВ	54
4.2.7 Трансформатор 110/10 кВ	55
4.3 Воздушная линия 110 кВ	58
4.4 Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ	60
4.4.1 Кабельные линии 10 кВ.....	60
4.4.2 Трансформатор нагрузки 10,5/0,4 кВ	60
4.4.3 Электродвигатель АТД4	61
4.4.4 Вводной выключатель 10кВ	61
4.4.5 Секционный выключатель 10 кВ.....	62
4.4.6 Исполнение ЗДЗ КРУ НН ПС	63
4.4.7 Исполнение УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС	63

4.4.8	Исполнение УРЗА трансформатора ТРДН-40000 110/11.....	64
4.4.9	Исполнение УРЗА транзитной ВЛ 110-220 кВ, отходящей от существующей ПС	64
5.	РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА	66
5.1	Электродвигатель 10 кВ.....	66
5.1.1	Токовая отсечка электродвигателя.....	66
5.1.2	Защита от технологической перегрузки.....	68
5.1.3	Защита от затянутого пуска	71
5.1.4	Защита от блокировки ротора.....	72
5.1.5	Защита минимального напряжения и АПВ после ЗМН	73
5.1.6	УРОВ.....	74
5.2	Трансформатор 10/0,4 кВ.....	75
5.2.1	Токовая отсечка трансформатора	76
5.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора	78
5.2.3	Защита от перегрузки трансформатора	81
5.2.4	Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора	81
5.2.5	УРОВ	82
5.3	Кабельная линия 10 кВ.....	83
5.3.1	Токовая отсечка	84
5.3.2	Токовая отсечка с выдержкой времени.....	86
5.3.3	МТЗ	88
5.3.4	Ускорение МТЗ.....	91
5.3.5	УРОВ.....	91
5.4	Трансформатор 110/10 кВ	93
5.4.1	Расчет параметров ДЗТ с торможением.....	93
5.4.2	Токовая отсечка трансформатора	98
5.4.3	Максимальная токовая защита трансформатора	100
5.4.4	Защита от перегрузки трансформатора.....	101

5.4.5 УРОВ	101
5.5 Воздушная линия 110 кВ	102
5.5.1 Дистанционная защита линии.....	102
5.5.2 Токовая отсечка линии	107
5.5.3 УРОВ ВЛ.....	107
5.6 Проверка трансформатора тока на стороне ВН трансформатора на допустимую погрешность.....	107
6. ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ.....	110
6.1 Устройство ОПН	110
6.2 Место установки ОПН	112
6.3 Выбор ограничителей перенапряжения	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	116

ВВЕДЕНИЕ

Задача проектирования электрических сетей состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие электрических сетей, обеспечивающих с наименьшими затратами снабжение потребителей электрической энергией.

Необходимость в развитии электрических сетей возникает при увеличении мощности потребителей электрической энергии, а также при вводе новых объектов промышленного, коммунального, сельскохозяйственного и т.п. назначения.

Развитие электроэнергетических систем осуществляется путем сооружения электрических станций, линий электропередачи, и понижающих подстанций. Потребность в их сооружении выявляется и обосновывается при проектировании развития электроэнергетических систем.

В данной работе необходимо провести анализ существующей электрической сети района с разработкой подстанции 110/10 кВ «Массивная», выбрать силовое оборудование, а также устройства релейной защиты с дальнейшим расчетом уставок.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

1.1.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте описывается выражением

$$\sum P_T = \sum P_{II},$$

где $\sum P_T$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{II}$ – суммарное потребление активной мощности.

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

Суммарное потребление активной мощности в системе

$$\sum P_{II} = \sum P_H + \sum \Delta P_{л} + \sum \Delta P_T,$$

где $\sum P_H$ – суммарная нагрузка потребителей;

$\sum \Delta P_{л} = (0,02 \div 0,03) \sum P_H$ – потери мощности в линиях электропередачи;

$\sum \Delta P_T = (0,012 \div 0,015) \sum P_H$ – потери мощности в трансформаторах.

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_H = P_{кр} + P_{нов} + P_{нак} + P_{шерш} + P_{зан1} + P_{зан2} + P_{сн} + P_{мас} + P_{сосн} + P_{шагол}.$$

Потери мощности в линиях электропередачи:

$$\sum \Delta P_{л} = 0,025 \cdot \sum P_H.$$

Потери в трансформаторах учитываются для всех подстанций:

$$\sum \Delta P_T = 0,012 \cdot (P_{кр} + P_{нов} + P_{нак} + P_{шерш} + P_{зан1} + P_{зан2} + P_{сн} + P_{мас} + P_{сосн} + P_{шагол}).$$

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		12

Подставляя числовые значения в формулы, получим:

$$\sum P_{\text{н}} = 36 + 38,4 + 23,2 + 22 + 14 + 14 + 40 + 35 + 13 + 50 = 285,6 \text{ МВт},$$

$$\sum P_{\text{п}} = 0,02 \cdot (36 + 38,4 + 23,2 + 22 + 14 + 14 + 40 + 35 + 13 + 50) = 5,712 \text{ МВт},$$

$$\sum P_{\text{т}} = 0,012 \cdot (36 + 38,4 + 23,2 + 22 + 14 + 14 + 40 + 35 + 13 + 50) = 3,427 \text{ МВт}.$$

Тогда суммарное потребление активной мощности по формуле:

$$\sum P_{\text{п}} = 285,6 + 5,712 + 3,427 = 294,739 \text{ МВт}.$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций равняется нулю, т.к. их нет в рассматриваемой сети. Активная мощность генерируется в сети на подстанциях «Шагол» и «Сосновская».

Определим необходимую обменную мощность:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{т}} - \sum P_{\text{п}},$$

$$P_{\text{с}} = 0 - 294,739 = -294,739 \text{ МВт}.$$

1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_{\text{т}} + \sum Q_{\text{з}} \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}},$$

где $\sum Q_{\text{з}}$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{\text{ку}}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

$Q_{\text{с}}$ – величина обменной реактивной мощности;

$\sum Q_{\text{п}}$ – суммарное потребление реактивной мощности.

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{з}} = 0,03 \cdot (1,9 + 1,5 + 0,46 + 2,3 + 9 + 22,9 + 4,9 + 32,9 + 16,4 + \\ + 1,25 + 2 + 5 + 2,5 + 0,3 + 4,3 + 13 + 2) = 3,678 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Суммарное потребление реактивной мощности в системе

$$\sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{т}},$$

где $\sum Q_{\text{н}}$ – суммарная реактивная нагрузка потребителей;

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		13

$\sum \Delta Q_{\text{л}}$ – потери реактивной мощности в линиях электропередачи (1...2% при 35 кВ, 4...6% при 110 кВ, 10...15% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности.);

$\sum \Delta Q_{\text{T}} = (0,05 \div 0,09) \sum Q_{\text{н}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах.

Суммарная реактивная нагрузка потребителей:

$$\sum Q_{\text{н}} = Q_{\text{кр}} + Q_{\text{нов}} + Q_{\text{нак}} + Q_{\text{шерш}} + Q_{\text{зан1}} + Q_{\text{зан2}} + Q_{\text{сп}} + Q_{\text{мас}} + Q_{\text{сосн}} + Q_{\text{шагол}}$$

Потери мощности в линиях электропередачи:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \cdot \sqrt{\sum P_{\text{н}}^2 + \sum Q_{\text{н}}^2},$$

где 0,05 – коэффициент при передаче реактивной мощности.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_{\text{T}} = 0,07 \cdot \sum Q_{\text{н}},$$

где $\sum Q_{\text{н}}$ – реактивная мощность нагрузки.

Подставляя числовые значения в формулы (1.12) – (1.15), получим:

$$\sum Q_{\text{н}} = 17,5 + 15,3 + 11,6 + 10,5 + 5 + 5 + 15,2 + 16 + 8,5 + 30 = 134,6 \text{ Мвар},$$

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \cdot \sqrt{249,739^2 + 134,6^2} = 15,786 \text{ Мвар},$$

$$\sum \Delta Q_{\text{T}} = 0,07 \cdot 134,6 = 9,422 \text{ Мвар}.$$

Тогда суммарное потребление активной мощности:

$$\sum Q_{\text{п}} = 134,6 + 15,786 + 9,422 = 159,808 \text{ Мвар}.$$

Проверим выполнение условий баланса реактивной мощности:

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{з}} - \sum Q_{\text{п}} = 0,$$

$$0 + 3,678 - 159,808 = -156,13 \text{ Мвар}$$

Некоторая реактивная мощность из условий баланса отдается за счёт обменной реактивной мощности в соседнюю энергосистему (п/ст «Шагол»):

$$Q_{\text{с}} = P_{\text{с}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{с}},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{с}} = 0 \div 0,33$ – коэффициент мощности энергосистемы.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		14

$$Q_c = -294,739 \cdot 0,33 = -97,26 \text{ Мвар.}$$

Эта мощность, увеличит требуемую нагрузку, необходимую мощность компенсирующего устройства найдем по формуле:

$$-(\sum Q_T + \sum Q_3 + Q_c - \sum Q_{II}) = Q_{\text{комп}},$$

$$-(0 + 3,678 - 97,26 - 159,808) = 253,39 \text{ Мвар}$$

1.2 Анализ схемы электрической сети района

1.2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

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

Проанализируем работу трансформаторов на всех подстанциях.

— в нормальном режиме работы:

$$\frac{S_{H(\text{макс})}}{n_T \cdot S_T} \leq 0,7,$$

где $S_{H(\text{макс})}$ – полная мощность, проходящая через трансформаторы в режиме максимальных нагрузок

$n_T = 2$ – количество трансформаторов, установленных на подстанциях;

S_T – единичная мощность трансформаторов, МВА;

$n_{\text{отк}}$ – количество отключенных трансформаторов.

— в аварийном режиме работы (отключение одного трансформатора):

$$\frac{S_{H(\text{макс})}}{(n_T - 1) \cdot S_T} \leq 1,4,$$

Сведения по проверке трансформаторов занесены в таблицу 1.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		15

Таблица 1.4 – Сведения по проверке трансформаторов

Подстанция	Мощность в рабочем режиме, МВА	Мощность в послеаварийном режиме, МВА	Число трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Нагрузка трансформатора в нормальном режиме, к	Нагрузка трансформатора в аварийном режиме, к	Примечание
Шагол	157,25	314,5	2	250	0,63	1,26	Не подлежит реконструкции
Новоградская	21,23	42,46	2	40	0,53	1,06	
Краснопольская	20,61	41,22	2	40	0,52	1,04	
Паклинская	13,4	26,8	2	25	0,54	1,08	
Шершневецкая	12,55	25,1	2	25	0,5	1	
Спортивная	21,99	43,98	2	40	0,55	1,1	
Сосновская	8,05	16,1	2	16	0,5	1	
Массивная	19,79	39,58	2	40	0,49	0,98	
Западная (1)	15,1	30,2	1	40	0,38	0,76	
Западная (2)	15,1	30,2	1	40	0,38	0,76	

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

16

2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Задача расчёта режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и её потребители. Для определения состояния электрической сети рассмотрим следующие режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.
- особо тяжелый послеаварийный режим, когда возникают максимальные потоки мощности при отключении наиболее загруженной линии. При этом нагрузки подстанций соответствуют максимальному режиму.

Расчёт режимов произведём в программе NetWorks.

2.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о загрузке линий представлены в таблице 2.1 (в расчёте на одну цепь).

В таблице 2.2 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 2.1 – Данные о загрузке линий в режиме максимальных нагрузок

Линия		Марка провода	Р, МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
УН	УК					
Шагол	Краснопольская	АС-240/32	44,66	261,26	610	1,089
Новоградская	Шершневская	АС-240/32	28,85	167,26	610	0,697
Массивная	Спортивная	АС-240/32	36,87	211,35	610	0,881
Шершневская	Сосновская	АС-240/32	6,63	36,13	610	0,151
Краснопольская	Отп.14А	АС-240/32	8,45	45,99	610	0,192

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

17

Продолжение таблицы 2.1

Линия		Марка провода	Р, МВт	Ток в ли- нии, А	Допусти- мый ток, А	Экономи- ческая плотность тока, А/мм ²
УН	УК					
Шагол	Отп.14А	АС-240/32	59,16	344,81	610	1,437
Отп.14А	Ново- градская	АС-240/32	67,55	390,33	610	1,626
Шагол	Отп.55	АС-240/32	114,26	660,34	610	2,751
Отп.55	Отп.68	АС-240/32	86,62	500,39	610	2,085
Отп.68	Массив- ная	АС-240/32	72,34	421,38	610	1,756
Отп.55	Паклин- ская	АС-240/32	27,44	160,71	610	0,67
Паклин- ская	Отп.28А	АС-240/32	3,94	21,16	610	0,088
Отп.15	Западная (2)	АС-240/32	14,05	80,7	610	0,336
Отп.28А	Отп.15	АС-150/24	17,42	103,64	450	0,691
Отп.68	Западная (1)	АС-150/24	14,1	79,86	450	0,532
Отп.15	Спортив- ная	АС-150/24	3,35	24,41	450	0,163
Соснов- ская	Отп.28А	АС-240/32	13,52	81,95	610	0,341

Таблица 2.2 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Шагол(базисный)	220	220	0
Шагол	110,91	110	0,83
Краснопольская ВН	110,67	110	0,61
Краснопольская НН	10,28	10	2,8
Новоградская ВН	110,22	110	0,2
Новоградская НН	10,27	10	2,7
Шершневецкая ВН	109,49	110	0,46
Шершневецкая НН	10,17	10	1,7
Массивная ВН	109	110	0,91
Массивная НН	10,14	10	1,4
Спортивная ВН	108,76	110	1,13
Спортивная НН	10,12	10	1,2
Паклинская ВН	109,2	110	0,18
Паклинская НН	10,11	10	1,1
Сосновская ВН	109,19	110	0,74
Сосновская НН	10,07	10	0,7
Западная 1 ВН	109,41	110	0,54
Западная 1 НН	5,88	6	2
Западная 2 ВН	108,83	110	1,06
Западная 2 НН	5,85	6	2,5
Отпайка 14А	110,66	110	0,6
Отпайка 15	108,84	110	1,05
Отпайка 28А	108,98	110	0,93
Отпайка 55	110,51	110	0,46
Отпайка 68	110,03	110	0,03

В режиме максимальных нагрузок значение тока превышает допустимое на линии Шагол-Отпайка 55. Для решения проблемы можно использовать вместо одноцепной линии АС-240 двухцепную, благодаря чему ток уменьшается и входит в допустимое значение.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение 2,8% наблюдается на подстанции «Краснопольская» на стороне ВН.

Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 1.

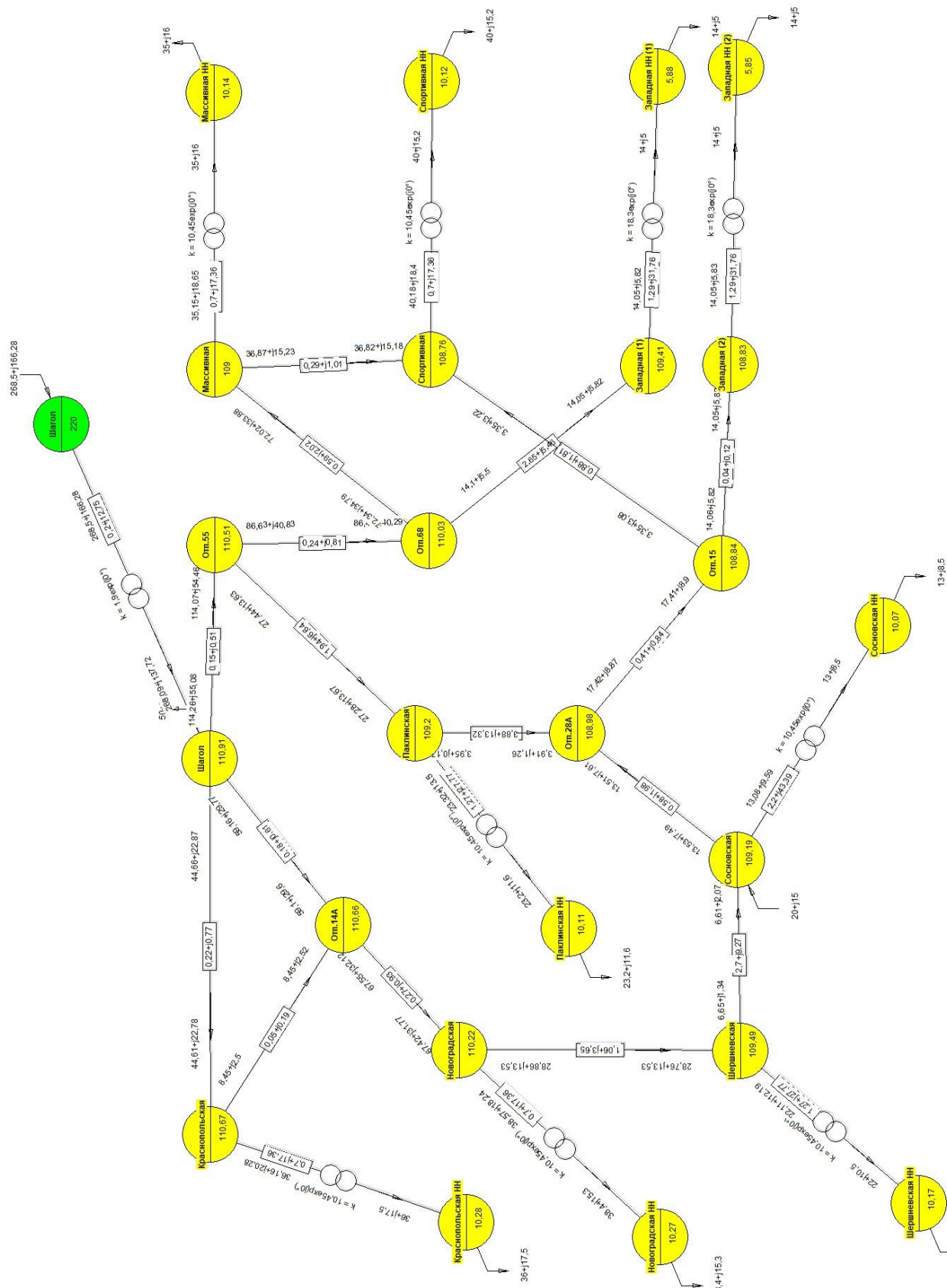


Рисунок 1 – Карта режима максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

2.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Таблица 2.3 – Данные о загрузке линий в режиме минимальных нагрузок

Линия		Марка провода	Р, МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
УН	УК					
Шагол	Краснопольская	АС-240/32	34,93	221,19	610	0,922
Новоградская	Шершневская	АС-240/32	21,07	131,33	610	0,547
Массивная	Спортивная	АС-240/32	29,15	179,67	610	0,749
Шершневская	Сосновская	АС-240/32	3,31	18,91	610	0,079
Краснопольская	Отп.14А	АС-240/32	5,97	34,78	610	0,145
Шагол	Отп.14А	АС-240/32	46,08	290,56	610	1,211
Отп.14А	Новоградская	АС-240/32	52,01	324,71	610	1,353
Шагол	Отп.55	2хАС-240/32	46,99	294,01	610	1,225
Отп.55	Отп.68	АС-240/32	68,92	429,56	610	1,79
Отп.68	Массивная	АС-240/32	57,5	361,17	610	1,505
Отп.55	Паклинская	АС-240/32	24,98	159,26	610	0,664
Паклинская	Отп.28А	АС-240/32	1,48	9,33	610	0,039
Отп.15	Западная (2)	АС-240/32	11,24	69,84	610	0,291
Отп.28А	Отп.15	АС-150/24	14,28	92,94	450	0,62
Отп.68	Западная (1)	АС-150/24	11,28	69,14	450	0,461
Отп.15	Спортивная	АС-150/24	3,02	24,86	450	0,166
Сосновская	Отп.28А	АС-240/32	12,83	85,97	610	0,358

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

21

В таблице 2.4 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 2.4 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Шагол(базисный)	202	202	0
Шагол	102,14	110	7,15
Краснопольская ВН	101,93	110	7,34
Краснопольская НН	9,48	10	5,2
Новоградская ВН	101,56	110	7,67
Новоградская НН	9,48	10	5,2
Шершневская ВН	101	110	8,18
Шершневская НН	9,4	10	6
Массивная ВН	100,68	110	8,47
Массивная НН	9,38	10	6,2
Спортивная ВН	100,48	110	8,65
Спортивная НН	9,37	10	6,3
Паклинская ВН	100,65	110	8,5
Паклинская НН	9,26	10	7,4
Сосновская ВН	100,91	110	8,26
Сосновская НН	9,33	10	6,7
Западная 1 ВН	101,01	110	8,17
Западная 1 НН	5,44	6	9,33
Западная 2 ВН	100,55	110	8,59
Западная 2 НН	5,44	6	9,33
Отпайка 14А	101,92	110	7,35
Отпайка 15	100,56	110	8,58
Отпайка 28А	100,68	110	8,47
Отпайка 55	101,96	110	7,31
Отпайка 68	101,55	110	7,68

В режиме минимальных нагрузок напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%.

Наибольшее отклонение в 9,33% наблюдается на подстанции «Западная» на стороне НН.

Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 2.

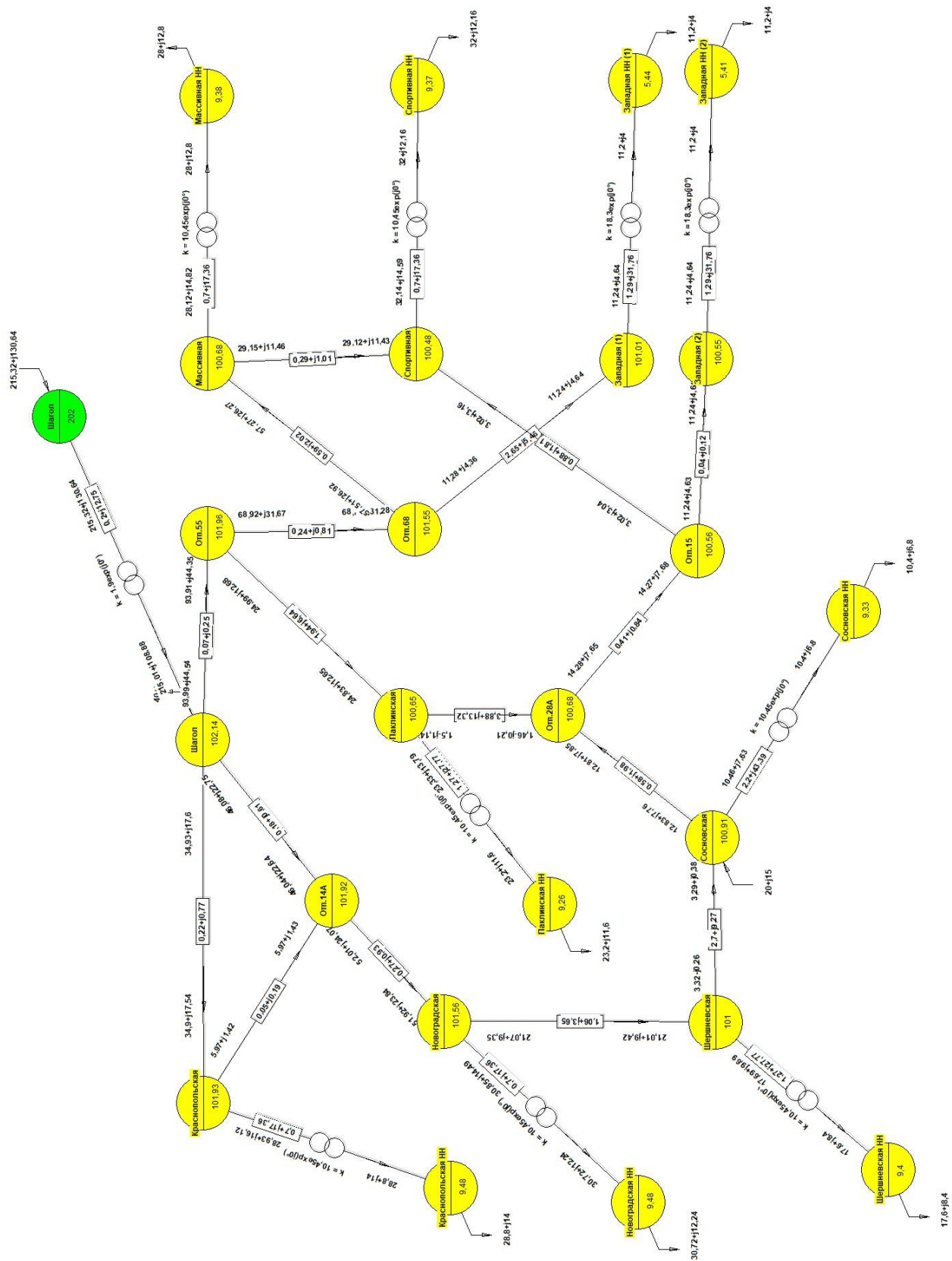


Рисунок 2 – Карта режима минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

2.3 Расчет режима перспективных нагрузок

Таблица 2.5 – Данные о загрузке линий в режиме перспективных нагрузок

Линия		Марка провода	Р, МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
УН	УК					
Шагол	Краснопольская	АС-240/32	48,82	288,76	610	1,203
Новоградская	Шершневская	АС-240/32	30,92	181,94	610	0,758
Массивная	Спортивная	АС-240/32	42,71	248,26	610	1,034
Шершневская	Сосновская	АС-240/32	6,47	35,78	610	0,149
Краснопольская	Отп.14А	АС-240/32	8,98	49,51	610	0,206
Шагол	Отп.14А	АС-240/32	64,6	380,73	610	1,586
Отп.14А	Новоградская	АС-240/32	73,51	429,8	610	1,791
Шагол	Отп.55	2хАС-240/32	64,29	375,83	610	1,566
Отп.55	Отп.68	АС-240/32	97,55	569,34	610	2,372
Отп.68	Массивная	АС-240/32	81,8	481,73	610	2,007
Отп.55	Паклинская	АС-240/32	30,89	183,15	610	0,763
Паклинская	Отп.28А	АС-240/32	5,01	27,58	610	0,115
Отп.15	Западная (2)	АС-240/32	15,46	89,57	610	0,373
Отп.28А	Отп.15	АС-150/24	17,02	101,67	450	0,678
Отп.68	Западная (1)	АС-150/24	15,52	88,53	450	0,59
Отп.15	Спортивная	АС-150/24	1,55	14,17	450	0,094
Сосновская	Отп.28А	АС-240/32	12,05	73,31	610	0,305

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

24

В таблице 2.6 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 2.6 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Шагол(базисный)	220	220	0
Шагол	110,23	110	0,21
Краснопольская ВН	109,95	110	0,05
Краснопольская НН	10,17	10	0,15
Новоградская ВН	109,45	110	0,5
Новоградская НН	10,16	10	1,6
Шершневецкая ВН	108,65	110	1,23
Шершневецкая НН	10,06	10	0,6
Массивная ВН	108,25	110	1,59
Массивная НН	10,03	10	0,3
Спортивная ВН	107,96	110	1,85
Спортивная НН	10,01	10	0,1
Паклинская ВН	108,48	110	1,38
Паклинская НН	10	10	0
Сосновская ВН	108,33	110	1,52
Сосновская НН	9,94	10	0,6
Западная 1 ВН	108,74	110	1,15
Западная 1 НН	5,84	6	2,67
Западная 2 ВН	108	110	1,82
Западная 2 НН	5,8	6	3,33
Отпайка 14А	109,94	110	0,05
Отпайка 15	108,01	110	1,82
Отпайка 28А	108,14	110	1,69
Отпайка 55	109,99	110	0,01
Отпайка 68	109,44	110	0,51

В режиме перспективных нагрузок напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%.

Наибольшее отклонение в 3,33% наблюдается на подстанции «Западная» на стороне НН.

Карта режима перспективных нагрузок представлена на рисунке 3.

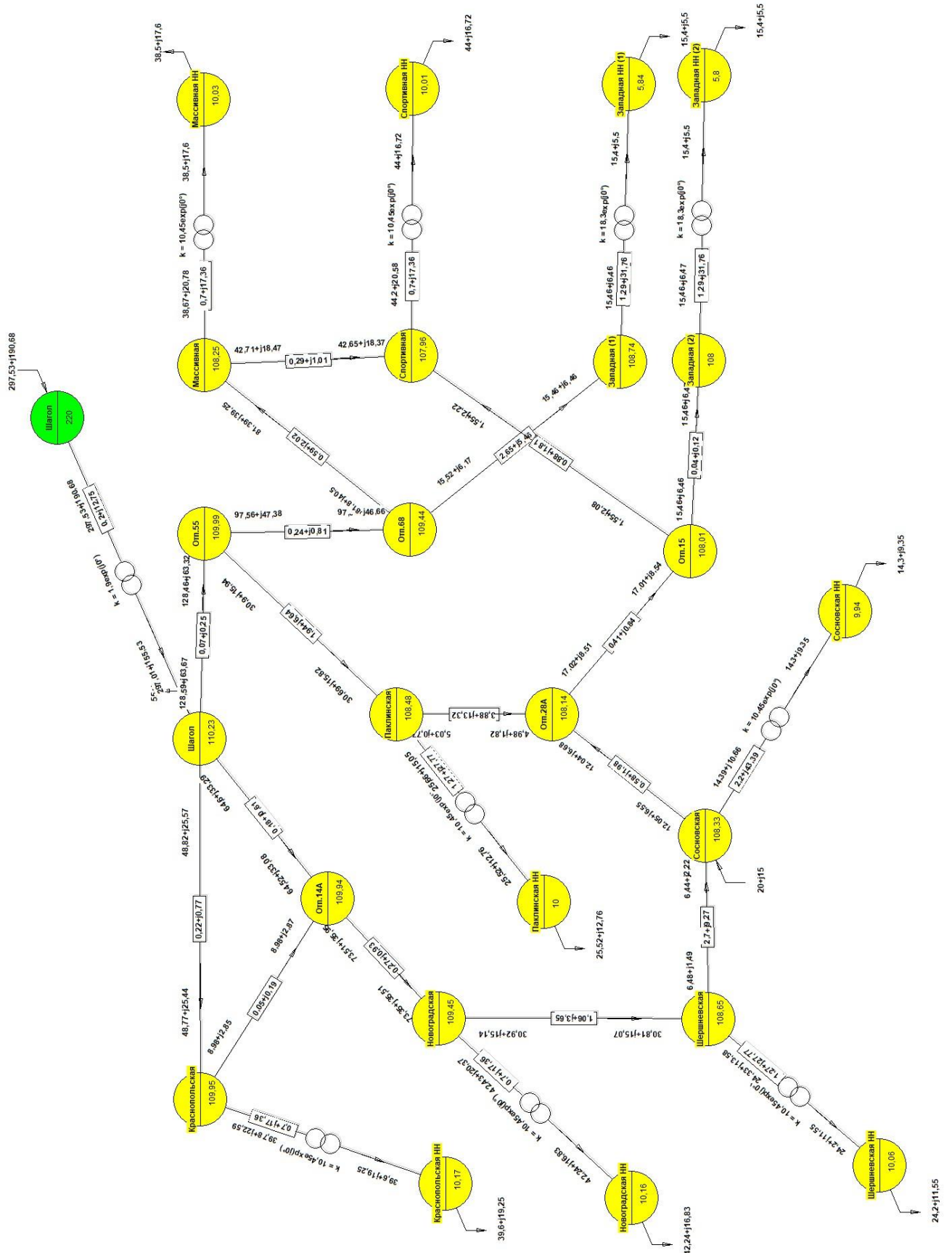


Рисунок 3 – Карта режима перспективных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

2.4 Расчет послеаварийных режимов

Таблица 2.7 – Анализ работы электрической сети 110 кВ

№ откл. линии	№ линии					
	Шагол – Красно-польская	Новоградская – Шершневская	Массивная – Спортивная	Шершневская – Сосновская	Краснопольская – Отп. 14А	Шагол - Отп. 14А
Нормальный режим	258,11	159,25	216,84	28,38	42,93	339,86
Шагол – Красно-польская	-	152,16	222,42	21,4	216,78	591,9
Новоградская – Шершневская	196,26	-	341,53	136,73	20,89	242,52
Массивная – Спортивная	307,15	284,41	-	151,82	91,26	416,93
Шершневская – Сосновская	247,78	132,59	238,53	-	32,1	323,56
Краснопольская – Отп. 14А	216,12	158,09	217,75	27,17	-	381,02
Шагол - Отп. 14А	585,06	144,76	228,21	14,42	368,52	-
Отп. 14А – Новоградская	109,98	249,54	533,79	394,41	106,67	106,59
Шагол – Отп. 55	261,26	167,26	211,35	36,13	45,99	344,81
Отп. 55 – Отп. 68	377,26	462,5	318,43	327,81	160,26	526,97
Отп. 68 - Массивная	359,85	417,86	228,22	283,32	142,72	499,56
Отп. 55 - Паклинская	277,57	208,51	338,25	76,24	61,62	370,37
Паклинская – Отп. 28А	260,91	166,23	233,88	35,16	45,62	344,24
Отп. 15 – Западная (2)	252,75	145,34	161,35	15,15	37,59	331,4
Отп. 28А – Отп. 15	237,17	105,61	316,07	27,1	22,97	306,93
Отп. 68 – Западная (1)	264,1	174,21	274,26	42,67	48,58	349,23
Отп. 15 - Спортивная	254,35	149,78	234,35	21,11	39,61	333,97
Сосновская – Отп. 28А	229,3	85,71	273,22	47,15	16,7	294,56
$I_{нб\ п/ав}, А$	585,06	462,5	533,79	394,41	368,52	591,9
$I_{доп}, А$	610	610	610	610	610	610
K_3	0,959	0,758	0,875	0,647	0,604	0,97

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

27

№ откл. линии	№ линии					
	Отп. 14А - Новоградская	Шагол – Отп. 55	Отп. 55 – Отп. 68	Отп. 68 - Массивная	Отп. 55 - Паклинская	Паклинская – Отп. 28А
Нормальный режим	382,27	333,43	505,32	426,47	162,35	23
Шагол – Краснополяская	375,59	337,21	510,99	432,13	164,23	24,76
Новоградская – Шершневская	222,98	417,39	631,44	552,44	204,22	63,51
Массивная – Спортивная	508,06	276,16	287,41	208,88	265,7	124,64
Шершневская – Сосновская	355,43	347,99	527,13	448,2	169,65	30,19
Краснополяская – Отп. 14А	381,16	334,04	506,23	427,38	162,66	23,3
Шагол - Отп. 14А	368,61	341,11	516,85	437,98	166,18	26,61
Отп. 14А – Новоградская	-	547,2	826,5	747,21	268,9	126,62
Шагол – Отп. 55	390,33	660,34	500,39	421,38	160,71	21,16
Отп. 55 – Отп. 68	687,32	206,53	-	88,01	413,82	270,29
Отп. 68 - Массивная	642,41	226,77	79,17	-	375,89	232,59
Отп. 55 - Паклинская	431,87	313,96	628,09	549,16	-	146,58
Паклинская – Отп. 28А	389,36	331,37	522,52	443,61	141,42	-
Отп. 15 – Западная (2)	368,39	341,81	533,57	370,95	150,84	12,07
Отп. 28А – Отп. 15	328,47	361,38	605,59	526,71	117,94	22,64
Отп. 68 – Западная (1)	397,43	328,99	484,09	484,34	174,69	34,73
Отп. 15 - Спортивная	372,74	338,44	523,23	444,47	154,42	16,99
Сосновская – Отп. 28А	308,36	371,4	562,4	483,54	181,25	41
$I_{\text{нб п/ав, А}}$	687,32	660,34	826,5	747,21	413,82	270,29
$I_{\text{доп, А}}$	610	610	610	610	610	610
K_3	1,127	1,083	1,355	1,225	0,678	0,443

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

28

№ откл. линии	№ линии				
	Отп. 15 – Западная (2)	Отп. 28А – Отп. 15	Отп. 68 – Западная (1)	Отп. 15 - Западная	Сосновская – Отп. 28А
Нормальный режим	80,57	97,59	79,7	18,95	74
Шагол – Красно- польская	80,61	92,16	79,72	14,14	66,74
Новоградская – Шершневская	81,38	25,02	79,9	106,11	89,65
Массивная – Спор- тивная	82,71	324,24	79,6	241,82	198,53
Шершневская – Сосновская	80,69	76,81	79,74	12,51	46,74
Краснопольская – Отп. 14А	80,57	96,72	79,7	18,22	72,84
Шагол - Отп. 14А	80,65	86,5	79,73	9,97	59,2
Отп. 14А – Ново- градская	82,86	212,62	80,35	295,11	340,69
Шагол – Отп. 55	80,7	103,64	79,86	24,41	81,95
Отп. 55 – Отп. 68	86,35	659,62	88,53	573,69	388,67
Отп. 68 - Массивная	85,66	565,71	79,65	480,51	331,82
Отп. 55 - Паклин- ская	81,35	21,71	79,87	102,82	123,3
Паклинская – Отп. 28А	80,68	81,17	79,74	10,12	80,88
Отп. 15 – Западная (2)	-	72,31	163,39	72,57	60,18
Отп. 28А – Отп. 15	81,18	-	79,81	81,03	20,57
Отп. 68 – Западная (1)	164,27	124,59	-	40,36	88,91
Отп. 15 - Спортив- ная	80,34	80,27	79,73	-	64,25
Сосновская – Отп. 28А	80,94	42,11	79,78	38,73	-
$I_{\text{нб п/ав}}, \text{А}$	164,27	659,62	88,53	573,69	388,67
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	610	450	450	450	610
K_3	0,142	1,466	0,196	1,275	0,637

Анализируя полученные в результате расчёта данные, можно сделать вывод, что есть необходимость в принятии мер по увеличению пропускной способности линий электропередачи.

Проведем замену:

- Отп. 14А – Новоградская: 2хАС-240/32;
- Шагол – Отп. 55: 3хАС-240/32;
- Отп. 55 – Отп. 68: 2хАС-240/32;
- Отп. 68 – Массивная: 2хАС-240/32;
- Отп. 28А – Отп. 15: АС-185/29;
- Отп. 15 – Западная (2): 2хАС-240/32.

Проведем анализ работы электрической сети 110 кВ.

Таблица 2.8 – Данные о загрузке линий после замены проводов

Линия		Марка провода	Р, МВт	Ток в линии, А	Допустимый ток, А	Экономическая плотность тока, А/мм ²
УН	УК					
Шагол	Краснопольская	АС-240/32	42,79	250,05	610	1,042
Новоградская	Шершневская	АС-240/32	24,11	139,51	610	0,581
Массивная	Спортивная	АС-240/32	44,96	255,44	610	1,064
Шершневская	Сосновская	АС-240/32	1,92	10,23	610	0,043
Краснопольская	Отп.14А	АС-240/32	6,58	35,23	610	0,147
Шагол	Отп.14А	АС-240/32	56,22	327,23	610	1,363
Отп.14А	Новоградская	2хАС-240/32	31,37	180,91	610	0,754
Шагол	Отп.55	3хАС-240/32	39,54	227,05	610	0,946
Отп.55	Отп.68	2хАС-240/32	47,26	270,79	610	1,128
Отп.68	Массивная	2хАС-240/32	40,16	231,6	610	0,965
Отп.55	Паклинская	АС-240/32	24,01	140,53	610	0,586
Паклинская	Отп.28А	АС-240/32	0,54	4,76	610	0,02

Отп.15	Западная (2)	2хАС-240/32	7,03	40,02	610	0,167
Отп.28А	Отп.15	АС-185/29	9,33	56,91	510	0,308
Отп.68	Западная (1)	АС-150/24	14,1	79,43	450	0,53
Отп.15	Спортивная	АС-150/24	4,73	24,9	450	0,166
Сосновская	Отп.28А	АС-240/32	8,82	54,72	610	0,228

В таблице 2.9 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 2.9 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
Шагол(базисный)	220	220	0
Шагол	110,99	110	0,9
Краснопольская ВН	110,75	110	0,68
Краснопольская НН	10,29	10	2,9
Новоградская ВН	110,54	110	0,49
Новоградская НН	10,3	10	3
Шершневская ВН	109,94	110	0,05
Шершневская НН	10,22	10	2,2
Массивная ВН	110,04	110	0,04
Массивная НН	10,24	10	2,4
Спортивная ВН	109,75	110	0,23
Спортивная НН	10,22	10	2,2
Паклинская ВН	109,7	110	0,27
Паклинская НН	10,16	10	1,6
Сосновская ВН	109,92	110	0,07
Сосновская НН	10,14	10	1,4
Западная 1 ВН	109,98	110	0,018
Западная 1 НН	5,92	6	1,33
Западная 2 ВН	109,7	110	0,27
Западная 2 НН	5,9	6	1,67
Отпайка 14А	110,75	110	0,68
Отпайка 15	109,7	110	0,27
Отпайка 28А	109,77	110	0,21
Отпайка 55	110,85	110	0,77
Отпайка 68	110,59	110	0,54

Карта режима после замены проводов показана на рисунке 4.

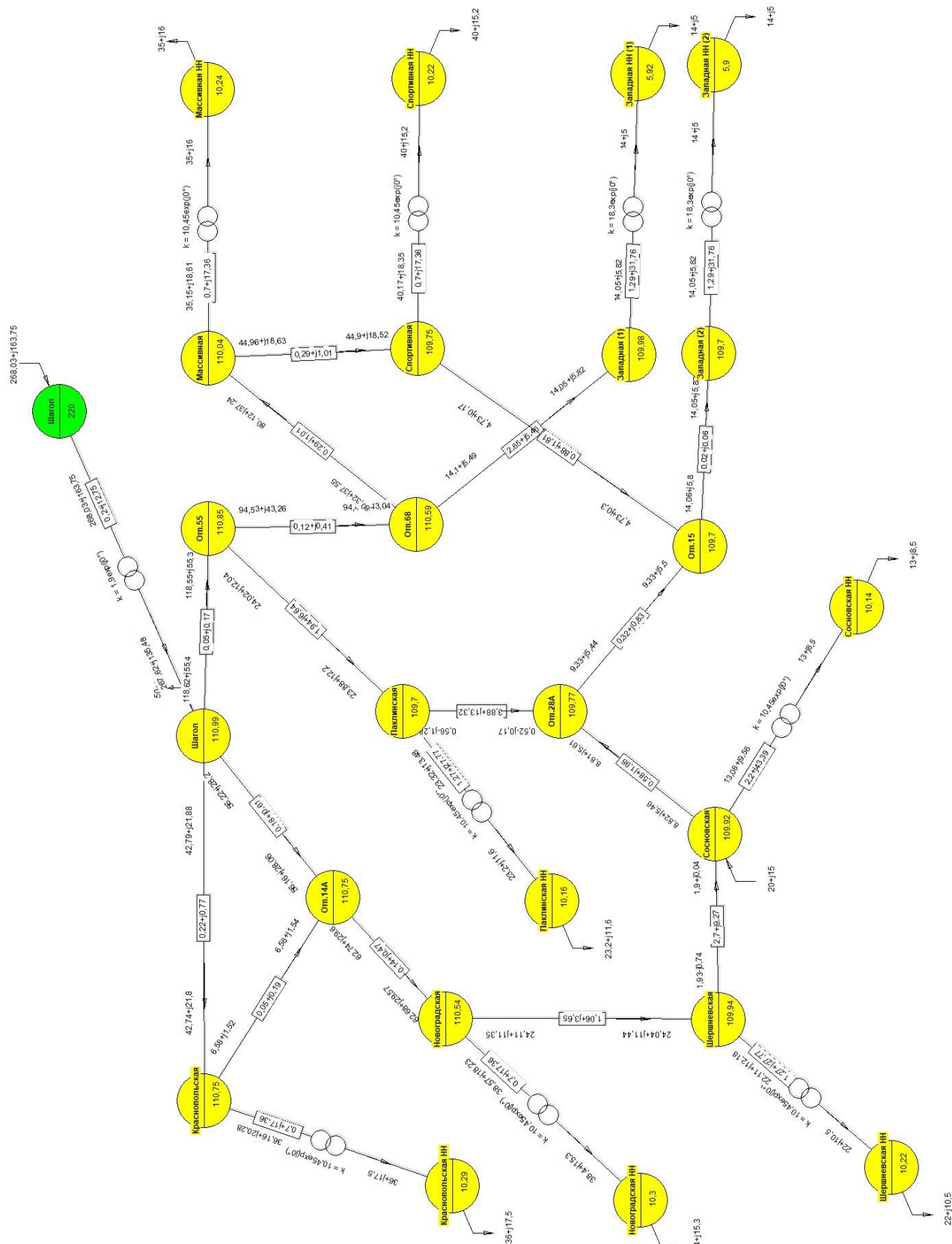


Рисунок 4 – Карта режима после замены проводов

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

3. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

3.1 Выбор соединения основного оборудования и определение потоков мощности

Структурная схема проектируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего, среднего и низшего напряжения.

Проектируемая подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей I и II категории, таким образом целесообразно установить на подстанции два трансформатора. В случае отказа или вывода в ремонт одного трансформатора, другой должен полностью передавать мощность нагрузки в течение определенного времени.

Исходя из всего вышеперечисленного, структурная схема проектируемой подстанции будет иметь вид, представленный на рисунке 5.

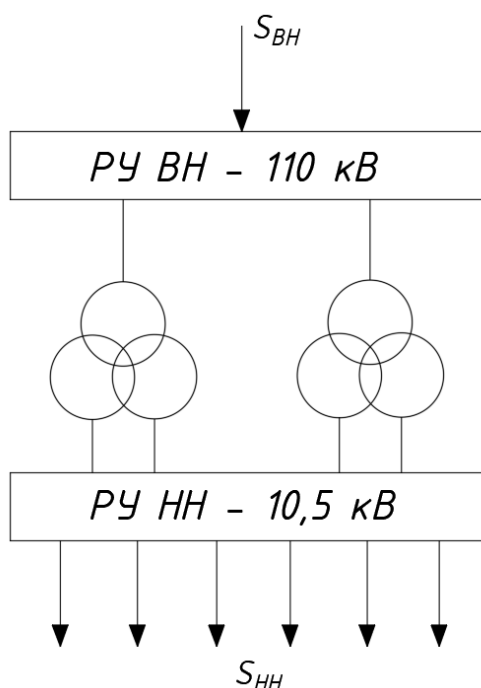


Рисунок 5 – Структурная схема районной подстанции

Поступающий на подстанцию поток мощности определится как:

$$S_{ВВ} = S_{НН}$$

$$S_{ВВ} = 35 + j16 \text{ МВА.}$$

3.2 Выбор сечения КЛ

Полная мощность нагрузки составит:

$$S_H = N_T \cdot S_T + \frac{N_d \cdot P_d}{\cos \varphi_d \cdot \eta} = 4 \cdot 1 + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,973} = 8,62 \text{ МВА.}$$

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{8620}{\sqrt{3} \cdot 10} = 497,624 \text{ А.}$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима (при выбранной схеме электроснабжения РУ) составит:

$$I_{H.\text{макс}} = I_H = 497,624 \text{ А.}$$

Для одной цепи это много, по каталогу для максимального сечения 240 мм² трехжильного кабеля допустимый ток составляет 392 А. Выбор количество цепей – $N_{\text{ц}}$ производим с учетом того, что при ремонте одной из цепей, оставшиеся ($N_{\text{ц}}-1$) должны выдержать максимальный ток нагрузки.

Рассмотрев несколько вариантов, останавливаемся на 3 цепях.

По табл. 1.3.26 ПУЭ [1] для двух (работающих) КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки $K_{\text{с.н.}} = 0,93$.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{H.\text{макс}}}{2 \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н.}} \cdot K_{\text{ср}}} = \frac{497,624}{2 \cdot 1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 243,22 \text{ А.}$$

Выберем фирму-изготовителя кабеля: ООО «Камский кабель», г. Пермь (производитель, кабели силовые на напряжение 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена³ которого допущены к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»).

В настоящее время применяют кабели с алюминиевыми жилами, применение кабелей с медными жилами требует обоснования. Для КЛ, прокладываемых в земле, применяют бронированные кабели. Оболочки кабелей выполняются из алюминия или пластмассы, свинцовая оболочка требует обоснования.

По каталогу фирмы выбираем тип кабеля:

АПВБП 3×185/25-10 с допустимым током 338 А,

где А — алюминиевая жила; Пв — изоляция из СПЭ; Б — броня из стальных лент; П — оболочка из полиэтилена; 3 — число жил; 185 — сечение жил; 25 — сечение экрана; 10 — номинальное напряжение.

Выбор сечения по экономической плотности тока:

по табл. 1.3.36 [1] экономическая плотность тока $J_{\text{э}} = 1,7 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией с жилами из алюминия при числе часов использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 в год.

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н}}}{N_{\text{ц}} \cdot J_{\text{э}}} = \frac{497,624}{3 \cdot 1,7} = 97,573 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение, выбранное по длительному нагреву, больше выбранного по экономической плотности, окончательно принимаем КЛ к РУ – АПВБП 3×185/25-10.

3.3 Выбор схем распределительных устройств

На стороне ВН в соответствии со стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» [2] принимается схема № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

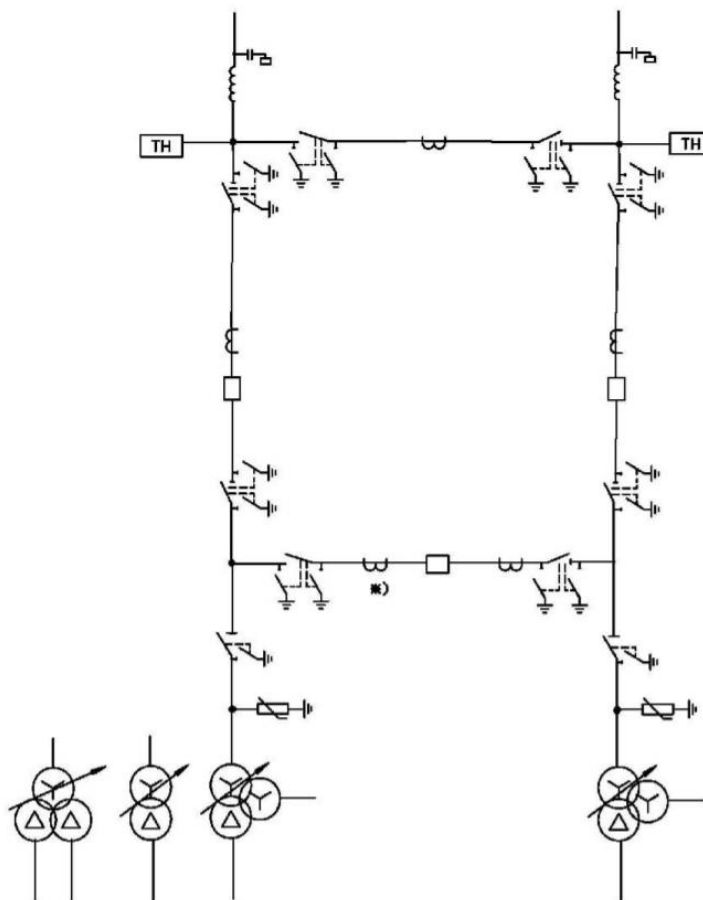


Рисунок 6 – Схема №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»

На стороне НН примем схему №10-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин».

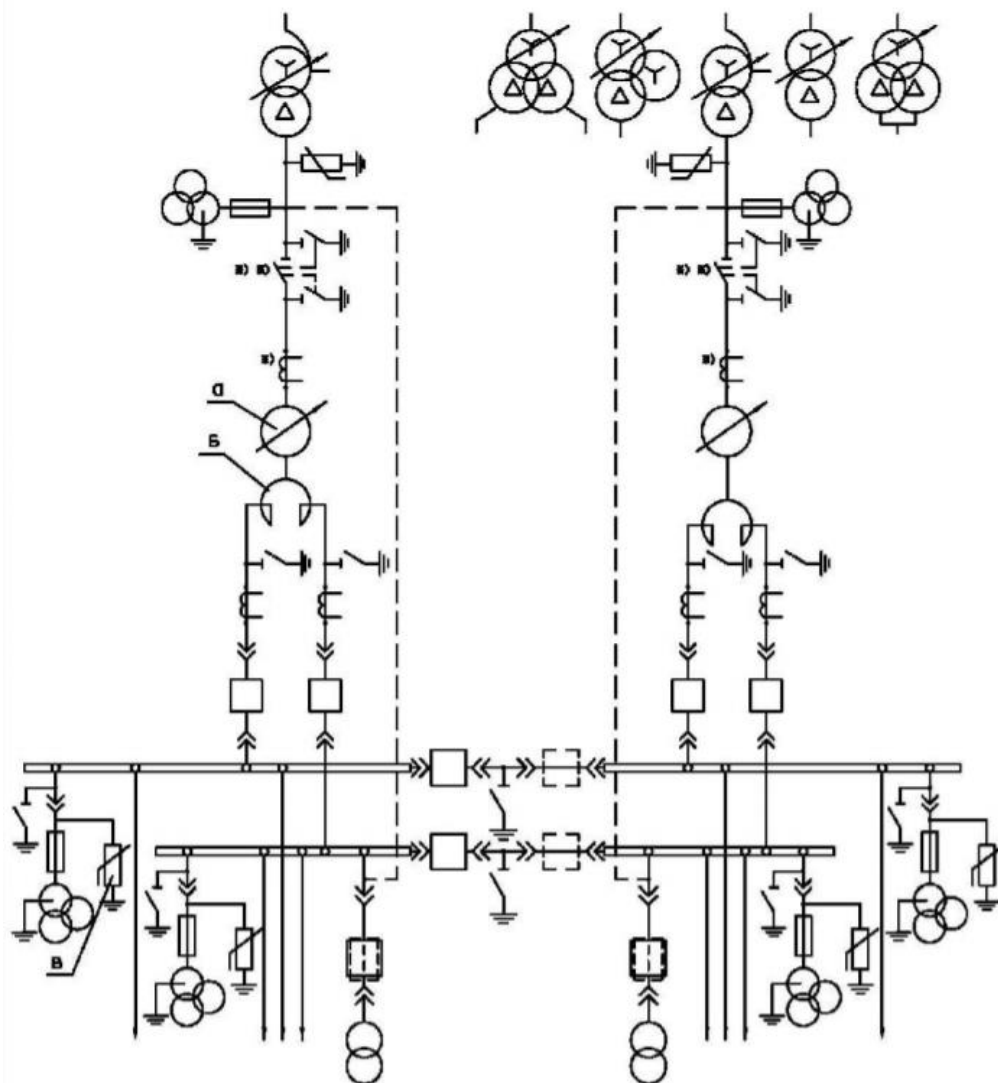


Рисунок 7 – Схема №10-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин»

3.4 Расчет суммарного емкостного тока замыкания на землю

В соответствии с пунктом 5.11.8 [1], компенсация емкостного тока на землю дугогасящими реакторами должна применяться при ёмкостных токах, превышающих значение указанных в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Компенсация

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

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист
36

На стадии проектирования, ориентировочный расчет величины суммарного ёмкостного тока замыкания на землю может быть выполнен по формуле:

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{кЛ}} \cdot N_{\text{ц}} \cdot L_{\text{кЛ}} \cdot k_{\text{кЛ}},$$

где $N_{\text{кЛ}}$ — количество электрически связанных КЛ отходящих от шин НН проектируемой ПС;

$N_{\text{ц}}$ — количество цепей в КЛ;

$L_{\text{кЛ}}$ — длина КЛ в км;

$k_{\text{кЛ}}$ — удельное значение ёмкостного тока А/км: для АПВБП 3×120/25-10 значение равно 2,3.

$$I_{C\Sigma} = 3 \cdot 3 \cdot 1,8 \cdot 2,3 = 37,26 \text{ А.}$$

Для такой сети (по ПТЭ, $I_{C\Sigma} > 20 \text{ А}$) требуется компенсация.

3.4.1 Компенсация ёмкостного тока

При необходимости реализация компенсации осуществляется в соответствии с «Типовая инструкция по компенсации ёмкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87)», а также инструкциями фирм-изготовителей, требованиями ПТЭ и ПУЭ.

1. Компенсация ёмкостного тока осуществляется заземляющими ДГР;
2. ДГР подключается в нейтраль отдельного (нейтралеобразующего) трансформатора (НОТ) через разъединитель;
3. Схема соединения НОТ звезда-треугольник;
4. НОТ подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью;
5. НОТ подключается через выключатель;
6. На заземляющем вводе ДГР устанавливается ТТ.

3.4.2 Выбор НОТ и ДГР

По ТИ 34-70-070-87 п. 3.1. мощность ДГР выбирается по значению ёмкостного тока сети с учетом её развития на 10 лет, а при отсутствии таковых данных — по значению ёмкостного тока сети увеличенному на 25%.

Расчетная мощность реакторов $Q_{\text{к}}$ определяется по формуле:

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

$$Q_K = I_C \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}},$$

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

I_C – емкостной ток замыкания на землю.

$$Q_K = 1,25 \cdot 37,26 \frac{10}{\sqrt{3}} = 268 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ДГР - ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва (производитель, ДГР которого допущены к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС») [6].

По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ДГР:

— РЗДПОМА-500/10 У1 — реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, (как и рекомендовано ПЭТП), однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с автоматическим управлением (блок управления БАУДР), на максимальную мощность 500 кВА, на номинальное напряжение 10 кВ, с диапазоном токов компенсации 5,0 — 80,0 А, встроенным ТТ ТВ-35-100/5.

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через фильтры заземляющие (ФЗ) собственного производства. Для РЗДПОМА-500/10 У1 используется фильтр заземляющий ФЗМ-500/10 У1, с обмоткой выполненной по схеме «зигзаг».

3.4.3 Определение мощности ТСН на НН

На ПС установлены два двухобмоточных трансформатора с расщепленными обмотками 110/10 кВ. К шинам НН ПС подсоединены 6 КЛ к РУ (цехов) Режим работы нейтрали на стороне 10 кВ — компенсированная нейтраль.

При трансформаторах с расщепленными обмотками 110/10 кВ НН РУ выполнено по схеме 10-2 — две секционированные выключателями системы шин.

Таблица 3.2 – Количество ячеек КРУ 10 кВ.

Назначение	Количество, шт
Вводы 1-4 секции	4
Секционный выключатель	2

Секционный разъединитель	2
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-4 секции	4
Отходящие присоединения	6
ДГР и НОТ 1-4 секции	4
Итого	24

Таблица 3.3 – Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	24	24
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	4	100
Итого			459

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = 0,8 \frac{459}{0,9} = 408 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН, например, ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва (производитель, чьи трансформаторы серий ТМГ, ТМ мощностью 100-1000 кВА, класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС») [6].

По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ТСН-1: — ТМ-630/10-У1 — трансформатор трехфазный масляный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 630 кВА.

3.4.4 Определение мощности ТСН на РУ НН

Выберем ТСН РУ (цеха) 10 кВ с нагрузкой 4 трансформатора 10/0,4 кВ и 4 ЭД 10 кВ.

Определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

Таблица 3.4 – Количество ячеек

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
ТСН	1
ТН	1
Отходящие присоединения	8
Итого	11

Таблица 3.5 – Суммарная активная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество, шт	Мощность, кВт
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	11	11
Потребление ЗРУ	10	1	10
Итого			21

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} = 0,8 \frac{21}{0,9} = 18,67 \text{ кВА.}$$

Выбираем фирму-изготовителя ТСН — ОАО «ПК ХК «Электрозавод», г. Москва (производитель, чьи трансформаторы серий ТМГ, ТМ мощностью 100-1000 кВА, класса напряжения 10 кВ допущены к применению на объектах ПАО «ФСК ЕЭС») [6].

По каталогу фирмы или непосредственно с сайта выбираем ТСН-2: — ТМ-25/10-У1 — трансформатор трехфазный масляный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 25 кВА.

3.5 Выбор силовых трансформаторов

Полная мощность нагрузки цеха составит:

$$S_{н.цх} = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos\varphi_D \cdot \eta} = (4 \cdot 1) + \frac{4 \cdot 1}{0,89 \cdot 0,973} = 8,62 \text{ МВА.}$$

Суммарная нагрузка ПС:

$$S_{ПС} = N_{цх} \cdot S_{н.цх} = 6 \cdot 8,62 = 51,71 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность трансформатора с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{Т.ном} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}} = \frac{51,71}{1,4} = 36,94 \text{ МВА.}$$

В соответствии с пунктом 2.3.3.1 По ТП: «Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройствами РПН».

По ГОСТ 12965-85 выбираем двухобмоточный трансформатор с РПН $\pm 16\%$, ± 9 ступеней - ТРДН-40000 115/11-11 Ун/Д-11 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор».

3.6 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ ПС

Для трансформаторов, подключенных к шинам НН ПС, в исходных данных приведены номинальные мощности. По каталогам фирм-изготовителей выбирается исполнение указанных трансформаторов.

Требования к трансформаторам с высшей обмоткой 6-35 кВ изложены в ПЕТП (п. 2.3.3.1):

- должны применяться силовые трансформаторы маслонаполненные герметичные, а также сухие;
- со схемой соединения обмоток Д/У_Н или У/З_Н (схема соединения У/У_Н — допускается при обосновании).

Выбираем Трансформатор масляный ТМГ-1000/10-У1 с параметрами:

$$S_{НОМ} = 1000 \text{ кВА;}$$

$$U_{НОМ.ВН} = 10,5 \text{ кВ;}$$

$$U_{НОМ.НН} = 0,4 \text{ кВ;}$$

$$\text{ПБВ} \pm 2 \times 2,5\%;$$

Схема и группа соединения обмоток Д/У_Н-11.

3.7 Положение секционных выключателей в нормальном режиме работы

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

Для недопущения параллельной работы трансформаторов ПС секционные выключатели в нормальном режиме отключены. Такое решение позволяет снизить уровни ТКЗ, упростить применяемую РЗА. Необходимая надежность электроснабжения потребителей осуществляется АВР СВ.

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

Т.к. мощность одного основного трансформатора 110/10 кВ ПС меньше суммарной нагрузки ПС, то СВ в нормальном режиме выключен.

3.8 Расчет ТКЗ в максимальном и минимальном режимах

В точках КЗ на шинах со стороны высокого напряжения рассчитываются составляющие от каждой системы. При КЗ на шине со стороны низкого напряжения ток приводится как со всех присоединений, находящихся на данной шине, так и со стороны высокого напряжения. При наличии РПН на главном трансформаторе токи КЗ на шине низкой стороны рассчитывается при крайних положениях отпаяк РПН, за итоговые выбираются максимальные значения.

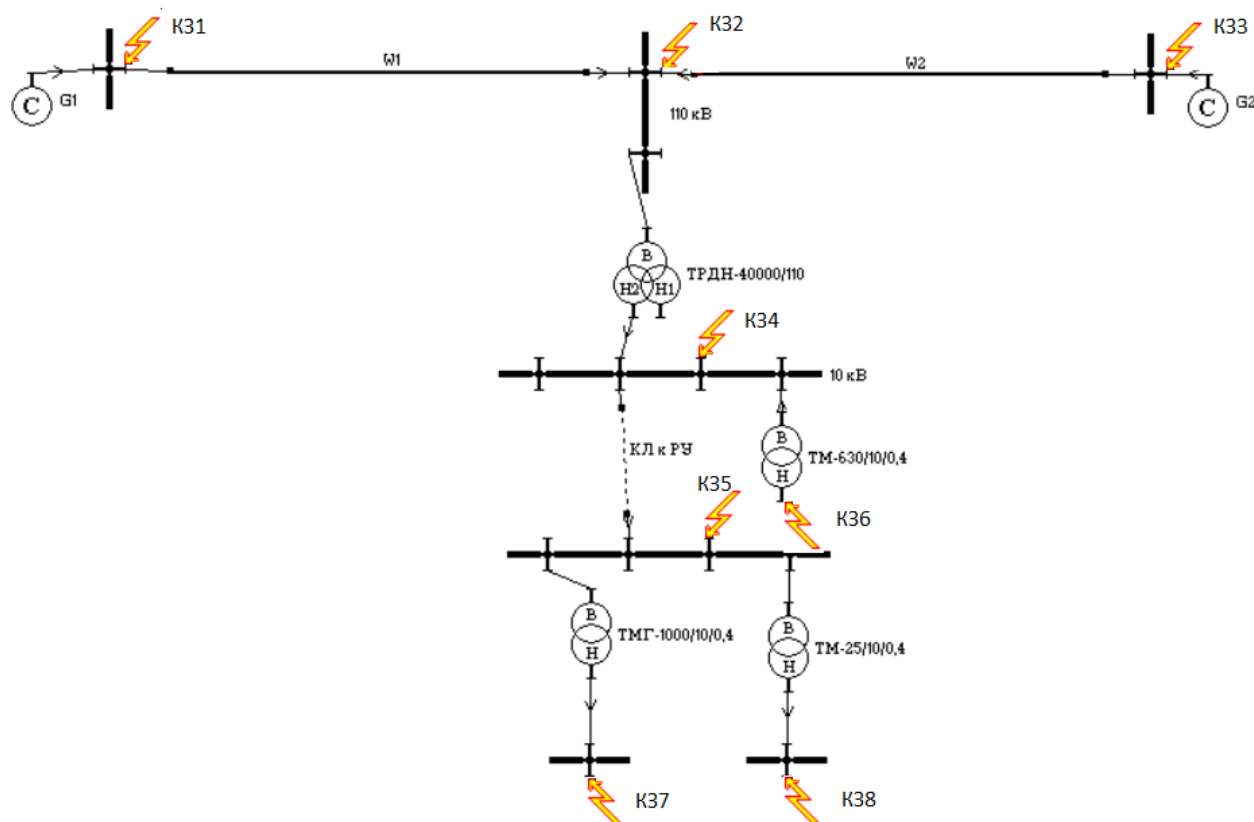


Рисунок 8 – КЗ в максимальном режиме

В максимальном режиме учитывается подпитка места КЗ двух воздушных линий, работающих в параллели, для уменьшения сопротивления сети.

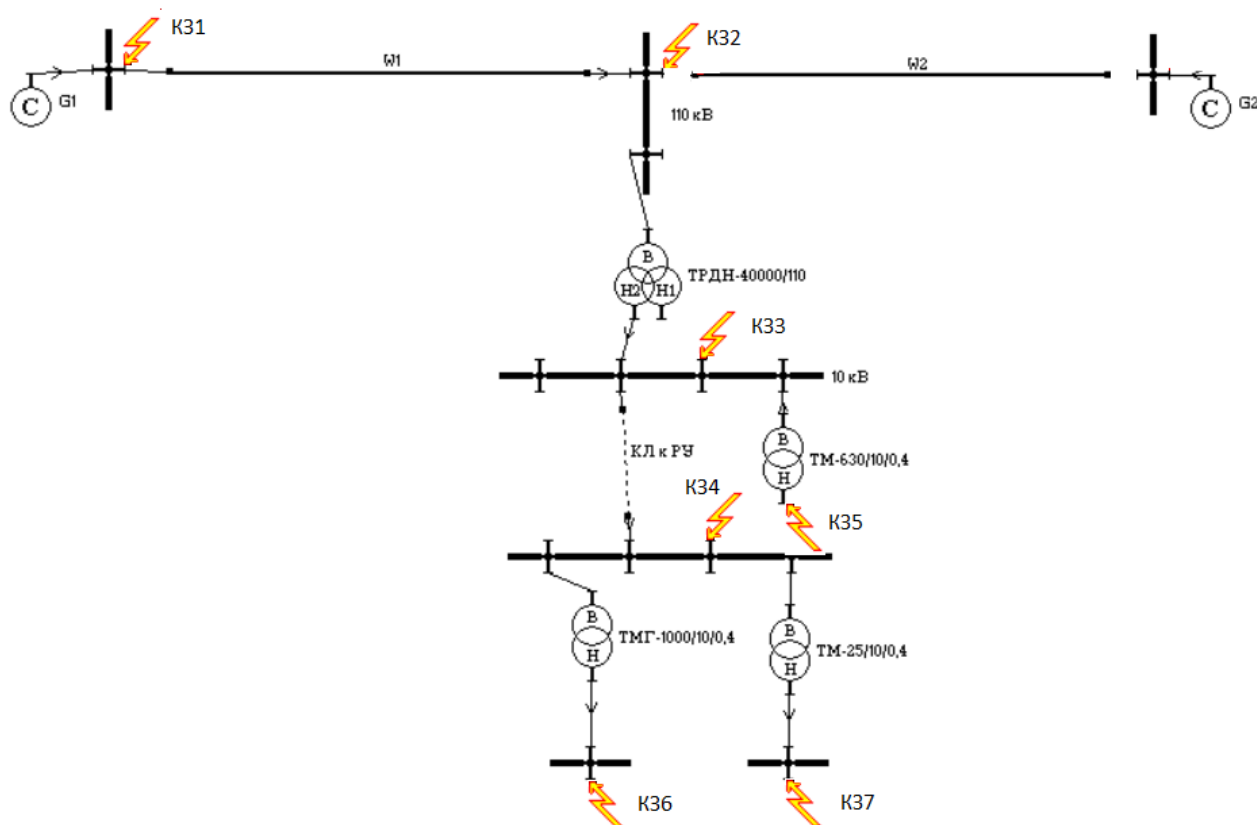


Рисунок 9 – КЗ в минимальном режиме

В минимальном режиме учитывается только одна линия, для увеличения сопротивления и, следовательно, для уменьшения ТКЗ.

Таблица 3.6 – Параметры КЗ при максимальном режиме

Место КЗ		$I_{п.0}$, кА	i_a , кА	i_y , кА	T_a , с	K_y
К31	G1	6,527	9,231	18,461	-	2
	W1	5,64	7,976	13,751	0,029	1,724
К32	W1	4,9	6,93	12,519	0,043	1,807
	W2	7,937	11,225	21,326	0,089	1,9
К33	W2	4,553	6,439	11,402	0,036	1,771
	G2	9,037	12,78	25,56	-	2
К34	ВН	0,949	14,036	18,321	0,008	1,305
	НН	9,925				
К35	КЛ	8,764	12,394	15,056	0,006	1,215

К36	ВН	0,555	21,579	32,634	0,014	1,512
	НН	15,259				
К37	ВН	0,853	33,162	49,773	0,013	1,501
	НН	23,449				
К38	ВН	0,026	0,997	1,214	0,006	1,218
	НН	0,705				

Таблица 3.7 – Параметры КЗ при минимальном режиме

Место КЗ		Ип.0, кА	ia, кА	iy, кА	Ta, с	Ky
К31	G1	5,02	7,099	14,199	-	2
К32	W1	4,001	5,658	10,406	0,053	1,839
К33	ВН	0,821	12,142	16,435	0,009	1,353
	НН	8,586				
К34	КЛ	7,738	10,943	13,765	0,007	1,258
К35	ВН	0,55	21,387	32,391	0,014	1,515
	НН	15,123				
К36	ВН	0,834	32,415	48,209	0,013	1,487
	НН	22,921				
К37	ВН	0,026	0,997	1,214	0,006	1,218
	НН	0,705				

3.9 Выбор и проверка выключателя 110 кВ на сторону ВН ПС

Намечаем к установке на сторону ВН ПС выключатель элегазовый ВГУ–110-45/3150 [15].

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

$$I_{В.РАБ.МАКС.} = I_{РАБ.МАКС.Т.ВН.} = \frac{S_{Т.МАКС.}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ.}} = \frac{38,48}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,202 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_{кз}^{(3)} = 12,835 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям.

$$\tau = t_{3 \min} + t_{c.v}$$

$$\tau = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.вн} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$$

где $T_a = 0,05 \text{ с}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 12,835 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,05}} = 9,014 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{п0.вн} \leq I_{дин}$$

$$i_{уд.вн} \leq i_{дин}$$

Ударный ток КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,835 = 32,673 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС - $I_y=33,846 \text{ кА}$ (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

Проверка на термическую стойкость выключателя:

$$W_K^{\text{расч}} = I_{п0.вн}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

$$W_K^{\text{расч}} = 12,835^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 182,035 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.в}$$

$$W_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_K^{\text{расч}} \leq W_K$$

Намечаем к установке разъединитель РПД–110/1000 [16].

Произведём проверку разъединителя по расчётным условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость разъединителя:

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		45

$$I_{\text{п0.вн}} \leq I_{\text{дин}}$$

$$i_{\text{уд.вн}} \leq i_{\text{дин}}$$

Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{п0.вн}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}})$$

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 12,835^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 182,035 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.р}}$$

$$B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} \leq B_{\text{к}}$$

Выбранный разъединитель типа РПД-110/1000 удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Таблица 3.8 – Расчетные и каталожные данные разъединителей и выключателей РУ ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-45/3150	Разъединитель РПД-110/1000
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 202 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 12,835 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}} = 9,014 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,6 \text{ кА}$	-
$i_{\text{уд}} = 32,673 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = 182,035 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

3.10 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН

На сторону НН ПС намечаем к установке КРУ серии КРУ-СЭЩ-70-10 [8] производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара» с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000 [7]. Произведем проверку выключателя.

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

$$I_{\text{в.раб.макс.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{т.ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{в.ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1,617 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС - $I_{\text{кз}}^{(3)} = 9,925$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}}$$

Подставив числовые значения, получим:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 9,925 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,06}} = 7,206 \text{ кА}$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{\text{п0.нн}} \leq I_{\text{дин}}$$

$$i_{\text{уд.нн}} \leq i_{\text{дин}}$$

Ударный ток КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$I_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 9,925 = 19,65 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС - $I_{\text{уд}} = 18,321$ кА (по расчету ТОКО из предыдущего пункта).

Проверка на термическую стойкость выключателя:

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$$

$$W_{\text{к}}^{\text{расч}} = 9,925^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 306,532 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.в}}$$

$$W_{\text{к}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

Таблица 3.9 – Расчётные и каталожные данные выключателя типа ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1617 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{пт} = 9,925 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{ат} = 7,206 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 17,819 \text{ кА}$
$i_{уд} = 19,65 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$W_{к.расч} = 306,352 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_k = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

3.11 Секционный выключатель

На место СВ на НН ПС устанавливается выключатель аналогичный вводу ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара» [7].

Проверка КЛ на термическую стойкость

ТКЗ в начале КЛ (на шинах НН ПС) составляет $I_{п.0}=9,925 \text{ кА}$; а продолжительность КЗ $t_{откл} = 3,05 \text{ с}$.

По каталожным данным фирмы-производителя допустимый ток односекундного КЗ кабеля АПВБП 3×185/25-10 составляет $I_{доп(1)} = 11,3 \text{ кА}$.

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

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

В этом случае допустимый ток составит:

$$I_{доп(3,05)} = I_{доп(1)} \cdot k = 17,5 \cdot 0,573 = 10,027 \text{ кА}.$$

4. ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ПС И ПИТАЮЩИХ ВЛ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПУЭ И НТП ПС

Все устройства РЗА можно разделить на три поколения в зависимости от элементной базы, т. е. от типов, применяемых реле, и от принципов их действия:

Первое поколение устройств РЗА выполняется на основе современных электромеханических реле: электромагнитных, индукционных, магнитоэлектрических. На первом поколении могут быть выполнены как отдельные элементы (реле) РЗА, например, реле тока РТ-40, реле времени РВ-100, реле повторного включения, РПВ-58, так и комплектные устройства РЗА, например, панель резервной защиты ВЛ 110-220 кВ ЭПЗ-163 б.

Второе поколение устройств РЗА выполняется на базе электронных устройств с применением интегральных микросхем (ИМС). Ко второму поколению можно отнести как отдельные устройства РЗА, например, реле статическое тока РСТ-11, реле времени РВ-01, так и комплектные устройства РЗА, например, шкаф резервной защиты линий 110-220 кВ ШДЭ-2802. Устройства РЗА на ИМС имеют некоторые параметры намного лучшие, чем электромеханические устройства первого поколения: лучшую сеймостойкость, лучшую стабильность выдержек времени, меньшую потребляемую мощность от ТТ и ТН, большую чувствительность, большее быстродействие, функциональный самоконтроль и тестовый контроль исправности.

Третье поколение - микропроцессорные (МП) устройства РЗА. МП устройства имеют очень большие возможности, которые определяются, в основном, программой работы МП устройства.

4.1 Микропроцессорные устройства РЗА

Принципиальным отличием МП устройств от электромеханических и от электронных является возможность выполнения одним МП устройством множества различных функций РЗА: автоматики управления выключателем, ком-

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		49

плектом РЗ защищаемого объекта, комплектом автоматики (АПВ, АВР) управляемого объекта, УРОВ, определение места повреждения (ОМП), аварийного осциллографа, регистратора событий.

Все МП устройства РЗА имеют возможность подключения к локальной компьютерной сети и обеспечивают выдачу в сеть всей имеющейся в них информации, являясь нижним уровнем АСУ ТП.

Единственный существенный недостаток МП устройств третьего поколения, это высокая стоимость, требующая существенных затрат на создание (реконструкцию) системы РЗА ПС.

Надежная работа РЗА обеспечивает:

1. сохранение устойчивой работы энергосистемы;
2. снижение ущерба при повреждении оборудования;
3. снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежность работы РЗА определяется:

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

Устройства РЗА должны регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа.

Устройства РЗА должны определять места повреждения, (включая режим ОЗЗ в сети 6-35 кВ).

4.2 Выбор видов РЗА энергообъектов 6..35 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП и РУ цехов (при их наличии) осуществляется по ПУЭ и уточняется по нормативным документам тех организаций, для которых осуществляется проектирование (с которыми осуществляется согласование).

Рассмотрим примеры выбора видов РЗА для различных электроэнергетических объектов.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

4.2.1 Защита кабельной линии 10 кВ

В результате анализа нормативных требований ПУЭ [1] и НТП ПС [3] предварительно, на данном этапе проектирования намечаем к установке на КЛ 10 кВ следующие виды РЗА:

Таблица 4.1 – Защита необходимая для КЛ

№	Вид РЗА	Примечания
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная):		
1	ТО	Без выдержки времени
2	ТО с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
3	МТЗ	С зависимой выдержкой времени
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Централизованная токовая	С действием на сигнал
5	ЗДЗ	–
6	УРОВ	–

4.2.2 Защита электродвигателя АТД4

По ПУЭ [п. 5.3.48] защита электродвигателя (ЭД) от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

Для защиты ЭД от КЗ предусматриваем ТО в исполнении – 3-х фазная, 3-х релейная (полная звезда).

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По ПУЭ [п. 5.3.40] 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 [НТП ПС п. 9.14.4] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 4.2 – Защита АТД4

№	Вид РЗА	Примечания
1	ТО	От КЗ, 3-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 отключение при затянутом пуске или блокировке ротора
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	-
6	УРОВ	-

4.2.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Для трансформаторов 10/0,4 кВ [по ПУЭ п. 3.2.51] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 0,4 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 ПУЭ п. 3.2.53] 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.

Для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ [по ПУЭ пп. 3.2.593.2.61] предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита (МТЗ), 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 по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой 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.

Таблица 4.3 – Принятые к установке виды РЗА

№	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	ТО	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 по току подключен 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	—

4.2.4. Вводной выключатель

Отдельных требований к РЗА вводных выключателей ПУЭ не содержит, поэтому сразу переходим к НТП.

По НТП ПС [п. 9.14.1] на вводных выключателях РУ предусматривается:

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

Таблица 4.4 – Защита ВВ

№	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	—

4.2.5 Секционный выключатель 10 кВ

По НТП ПС [п. 9.14.2] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 4.5 – Защита СВ

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

4.2.6 Шины 10 кВ

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

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

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

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 4.6 – Защита шин

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

* — не является отдельным устройством РЗ, реализуется совместной работой УРЗА отходящих присоединений, вводного и секционного выключателей;

** — подключается к ТН секций шин НН ПС, на РП и РУ цехов отсутствует;

*** — устанавливается по требованию ПЕТП при компенсированной нейтрали, может применяться вместо направленной сигнализации ОЗЗ и при режиме изолированной нейтрали.

4.2.7 Трансформатор 110/10 кВ

В зависимости от ранее принятых проектных решений основные силовые трансформаторы ПС мощностью 6,3 МВА или выше, оснащенные РПН могут быть класса напряжения стороны ВН 220 кВ или 110 кВ, двухобмоточные, с расщепленной обмоткой стороны НН (10 кВ), на стороне ВН подключенные к ОРУ через один или два выключателя.

Для трансформаторов 220(110)/0,4 кВ [по ПУЭ п. 3.2.51] должны быть предусмотрены защиты от:

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		55

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 220(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 ПУЭ п. 3.2.53] 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.

Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.180.091-2011», трансформаторы с РПН 110-220 кВ, устанавливаемые на ПС, относящихся к ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть оборудованы газовым реле основного бака трансформатора и струйным защитным реле отдельного бака РПН заводом-изготовителем.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более [ПУЭ п. 3.2.54] должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

По ПУЭ [п. 3.2.55] 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].

МТЗ от внешних КЗ [ПУЭ п. 3.2.61] устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Дата</i>		56

Для защиты от перегрузки [ПУЭ п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 220(110)/10 кВ по ПУЭ [п. 3.3.26] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

Трансформаторы с РПН [ПУЭ п. 3.3.61] оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110-220 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ 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.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		57

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110-220 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальную токовую защиту [НТП ПС п. 9.8].

По НТП ПС [п. 9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110-220 кВ трансформаторов.

Таблица 4.7 – Защита ТРДН – 40000/110

№	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 3-х 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 стороне НН1 и НН2
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей ВН
9	УРОВ	Каждого из выключателей стороны ВН
10	ДЗ ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключен ДЗТ

4.3 Воздушная линия 110 кВ

В зависимости от схемы ОРУ ВН проектируемой или существующей ПС, ВЛ подключена через один или два выключателя, является тупиковой (с односторонним питанием) или транзитной (с двусторонним питанием). Для ВЛ с двусторонним питанием УРЗА устанавливается с каждой из сторон линии (как на существующих ПС, так и на проектируемой).

Для ВЛ 110-220 кВ [ПУЭ п. 3.2.106] должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

Примем, что в рассматриваемой сети 110-220 кВ возможны качания, следовательно, по ПУЭ [п. 3.2.107] УРЗ ВЛ должны быть устройствами, блокирующими действие РЗ при качаниях.

По ПУЭ [п. 3.2.108] примем, что по требованию сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110-220 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должны быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты [ПУЭ п.3.2.115].

На ВЛ с двусторонним питанием [ПУЭ п. 3.2.111] от м/ф КЗ применяется трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной используется ТО.

От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), используемая в качестве резервной [ПУЭ п. 3.2.116].

По ПУЭ [п. 3.3.2] на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

По ПУЭ [п. 3.2.18] на выключателе (выключателях) ВЛ 110-220 кВ предусматривается УРОВ.

На ВЛ 110-220 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п. 9.10.4].

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

Таблица 4.8 – Защита ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием

№	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, с контролем напряжения и синхронизма
7	УРОВ	Для каждого выключателя

4.4 Выбор типоисполнения терминалов РЗА 10 кВ

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмам и производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА объектов 110-220 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.

4.4.1 Кабельные линии 10 кВ

Выбрано типоисполнение БЭ2502А0101-61Е2 УХЛ3.1 [17] с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

4.4.2 Трансформатор нагрузки 10,5/0,4 кВ

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА серии БЭМП РУ производства ЗАО «ЧЭАЗ» [18].

Примем, что завод-производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения укомплектованными газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре.

Выберем исполнение МП УРЗА серии БЭМП РУ по каталогу «Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики присоединений 6(10)-35 кВ серии БЭМП РУ».

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		60

В серии БЭМП РУ нет специального исполнения без дифференциальной защиты для РЗА трансформаторов, в этом случае целесообразно выбрать исполнение для токовой защиты линии, не имеющий цепей напряжения.

По списку функций, приведенных в каталоге для данного исполнения, убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Продолжим уточнение типоразмера:

- номинальный ток ТТ - 5 А;
- питание от источника выпрямленного оперативного тока в диапазоне 88-242 В;
- лицевая панель со светодиодной индикацией и ЖК дисплей;

Окончательно выбранное типоразмерное исполнение:

БЭМП РУ — ЛТ.5.220.Д.

Для питания УРЗА и привода выключателя с пружинным приводом на ПС (РП, РУ) с переменным оперативным током, ЧЭАЗ выпускает комбинированные блоки питания тока и напряжения БПНТ-4, совмещенные с устройством заряда и блоком конденсаторов 100 мкФ, 400 В. Блоки подключаются к двум ТТ защищаемого присоединения и к ТСН.

4.4.3 Электродвигатель АТД4

Для РЗА присоединений 6-35 кВ предназначены устройства серии Сирус-2. Для РЗА ЭД мощностью до 4,5 МВт [т. е. без дифференциальной защиты] предназначено исполнение Сирус-Д (или Сирус-21-Д, отличающее только порядком нумерации клеммников). По сводной таблице функций терминалов серии «Сирус-2» убеждаемся, что устройство реализует все ранее выбранные виды РЗА.

Выбранное типоразмерное исполнение: Сирус-Д-5А-220В DC-И4-FX [19].

4.4.4 Вводной выключатель 10кВ

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные УРЗА серии SPAC 810 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

По пункту «Информация для заказа изделий» выберем типоразмерное исполнение устройства SPAC 810 - В 3 2 3 2 2 2 УХЛ 3.1:

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		61

- В - защита вводного выключателя;
- 3 - только токовые измерительные цепи;
- 2 - стандартное функциональное исполнение;
- 3 - три блока дискретных входных/выходных цепей - 3 [6/6] (максимальный вариант);
- 2 - исполнение 1 порта связи - оптический интерфейс;
- 2 - исполнение 2 порта связи - оптический интерфейс;
- 2 - напряжение оперативного тока - 220 В.

По таблице функций в зависимости от исполнения убеждаемся, что выбранный терминал реализует все требуемые виды РЗА.

4.4.5 Секционный выключатель 10 кВ

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению микропроцессорные УРЗА серии P40 Agile P14N и P14D производства ALSTOM Grid.

Исполнение P14D содержит направленные МТЗ и защиту от ОЗЗ, P14N - не направленные МТЗ и защиту от ОЗЗ. Органы направления мощности нужны на СВ только при подключении генераторов к шинам НН ПС, для организации встречно-направленной ЛЗШ.

P14N - В 1 1 С 3 С 6 54 А А:

В - без АПВ (не требуется);

1 - стандартные ТТ для защиты от ОЗЗ (не нужна);

1 - один порт EIA RS485;

С - (11 дискретных входов / 12 выходных реле) с возможностью контроля цепи отключения;

3 - Протокол связи IEC60870-5-103;

С - корпус 30TE Утопленный монтаж, 3 функц. кл. со светодиодами, 8 прогр. светодиодов;

6 - язык интерфейса включает русский;

54- версия ПО для России;

А - уставки от пользователя;

А - аппаратная версия.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Дата</i>		62

4.4.6 Исполнение ЗДЗ КРУ НН ПС

Микропроцессорные терминалы защит распределительных сетей 6-35 кВ фирмы «Бреслер» допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС». Фирма производит устройство защиты от дуговых замыканий «ЗДЗ-01».

Основным модулем системы является блок контроля и регистрации «БКР-1» (по одному на ячейку КРУ), к которому подключаются оптические датчики типа «ДО-1» (до 4 шт.), устанавливаемые в высоковольтных отсеках ячейки КРУ.

По нормам НТП ПС [3] ЗДЗ выполняется с контролем тока (разрешающий срабатывание дискретный входной сигнал от токовых защит ввода, секционного выключателя, трансформатора).

При срабатывании БКР-1 формирует до трех выходных сигналов, для селективного отключения выключателя своей ячейки КРУ, вводного и секционного выключателей, выключателя (выключателей) на стороне ВН трансформатора.

4.4.7 Исполнение УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС

На сайте фирмы для реализации общесекционных защит и автоматики в ячейке трансформатора напряжения предлагается исполнение БМРЗ-152-Д-ТН. По руководству по эксплуатации на терминал выбираем типоразмер, различающиеся номинальным значением напряжения оперативного тока и составом коммуникационных интерфейсов: БМРЗ-152-2-Д-ТН-01 - постоянное напряжение оперативного тока 220 В, два RS485, два Ethernet 10/100 Base TX портов связи.

Терминал выполняет все необходимые функции контроля напряжения и частоты секции:

- ЗМН - для УРЗА ВВ, ЭД (при необходимости);
- неселективная сигнализация от ОЗЗ (УКИ);
- ПО по минимальному напряжению для МТЗ с пуском по напряжению, если УРЗА присоединений (ВВ, трансформатора) сами не измеряют напряжение (для экономии затрат на терминалы);

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		63

- АЧР/ЧАПВ - на ПС, для отключения части нагрузки при опасном снижении частоты в составе АОСЧ;
- контроль исправности вторичных цепей напряжения.

4.4.8 Исполнение УРЗА трансформатора ТРДН-40000 110/11

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА Сириус-Т3 [11].

Таблица 4.9 – Требования к составу РЗА трансформатора 110 (220) 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.

Оборудование РЗА присоединений 110-220 кВ ПС размещается в шкафах и устанавливается на ОПУ. На сайте ЗАО «Радиус Автоматика» выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора: ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002 - Шкаф основных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора [9], содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН - Сириус-2-РН [10] и комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН - Сириус-Т3 [11]. ШЭРА-РЗТ-1004 [12] - Шкаф резервных защит и АУВ ВН трансформатора, содержит одно МП УРЗА - Сириус-УВ [13].

Ознакомившись с функциями (по РЭ или непосредственно с сайта), выполняемые указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышечисленным нормативным требованиям.

4.4.9 Исполнение УРЗА транзитной ВЛ 110-220 кВ, отходящей от существующей ПС

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные устройства РЗА присоединений 110-220 кВ типа «Бреслер ШХ 2XXX» производства «Бреслер».

Таблица 4.10 – Требования к составу РЗА ЛЭП с двусторонним питанием 110 (220) кВ [по УРЗА 110-220 кВ. ТТТ]

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	ДЗЛ с ВОЛС+КСЗ: ДЗ, ТНЗНП
2 комплект	КСЗ: ДЗ, ТНЗНП
3,4 комплект	АУВ для каждого выключателя

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта ДЗЛ ЛЭП 110 (220) кВ:

- продольная дифференциальная защита;
- КСЗ;
- УРОВ;

На сайте ООО «ИЦ «Бреслер»: Каталог 02 / Комплекс устройств РЗА для подстанций и электрических станций. Сборник технических описаний выбираем:

- 1) Шкаф продольной дифференциальной защиты с функцией КСЗ линий 110-220 кВ с двумя выключателями на присоединение - Ш2600 05.524;
- 2) Шкаф ступенчатых защит присоединений 110-220 кВ с функцией телеускорения ДЗ и ТНЗНП с двумя выключателями на присоединение - Ш2600 06.513;
- 3) Два шкафа (на каждый выключатель) автоматики управления выключателем с трехфазным приводом присоединений 110-220 кВ - Ш2600 06.516.

5. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА

При выполнении расчетов уставок УРЗА руководствуются:

- 1) ПУЭ;
- 2) МУ по расчету уставок данного УРЗА данной фирмы от ОАО «ФСК ЕЭС»;
- 3) МУ в РЭ на данное УРЗА от фирмы-производителя;
- 4) МУ на данное УРЗА в отдельном документе на сайте фирмы-производителя;
- 5) Выпуском РУ по РЗ для данного вида РЗА;
- 6) МУ в справочной и учебной литературе.

5.1 Электродвигатель 10 кВ

К РУ подключены 4 ЭД $P_{д.ном} = 1000$ кВт, $U_{д.ном} = 10$ кВ, $\cos\phi = 0,89$, $\eta = 97,3\%$, $K_{п} = 5,7$, $t_{п} = 10$ с., $I_{к.макс}^{(3)} = 9,925$ кА, $I_{к.мин}^{(3)} = 8,586$ кА. ЭД соединен с ячейкой КРУ короткой ($L_{кл} = 50$ м) КЛ - АПвП 3х120/16-10. Защита выполнена на терминале Сириус-Д-5А-220В DC-И4-ФХ.

5.1.1 Токовая отсечка электродвигателя

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot \cos\phi \cdot \eta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89 \cdot 0,973} = 66,67 \text{ А.}$$

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{о.д.} = k_{отс} \cdot K_{п} \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 5,7 \cdot 66,67 = 570,036 \text{ А,}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент надежности принимается равным 1,5;

$K_{п}$ – коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,7;

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

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

$$k_{ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мин}^{(3)}}{I_{о.д.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8586}{570,036} = 13,044,$$

где $k_{\text{отн.ч.сх}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, для схемы полная звезда, равно 1.

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

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

Коэффициент трансформации равен отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ. Стандартное значение номинального вторичного тока примем 5 А, первичный номинальный ток выбирается по каталогу на ТТ, удовлетворяющим условию:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС}} = I_{\text{Д.НОМ}} = 66,67.$$

где η_{T} – коэффициент трансформации; $k_{\text{СХ}}^{(3)}$ – коэффициент схемы.

Для схемы соединения полная звезда коэффициент схемы для трехфазного режима составляет 1.

Для трансформатора тока 10-М-2 0,5/10Р 150/5 по каталогу [12] выбираем $I_{1.\text{НОМ}}$ равным 100 А.

Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{0.\text{Д.2}} = \frac{I_{0.\text{Д.}}}{\eta_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{570,036 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 28,502 \text{ А},$$

где η_{T} – коэффициент трансформации; $k_{\text{СХ}}^{(3)}$ – коэффициент схемы.

Минимальная выдержка времени может быть принята установлена 0 с.

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ-1) от 2 до 200 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

В заключение приведена таблица уставок первой ступени МТЗ (МТЗ-1) настроенной для выполнения ТО ЭД от м/ф КЗ:

Таблица 5.1 – Уставки ТО ЭД

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		67

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ – 1	Функция	ВКЛ
	I, А	28,502
	T, с	0,00
	Направленность	ОТКЛ
	Удвоение	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

5.1.2 Защита от технологической перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки выбирается по условию отстройки от номинального тока ЭД:

$$I_{з.п.д.} = k_{отс} \cdot I_{д.ном} = 1,1 \cdot 66,67 = 73,34 \text{ А,}$$

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

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д.}} = \frac{K_{п} \cdot I_{д.ном}}{I_{з.п.д.}} = \frac{5,7 \cdot 66,67}{73,34} = 5,182 \text{ А.}$$

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

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

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

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

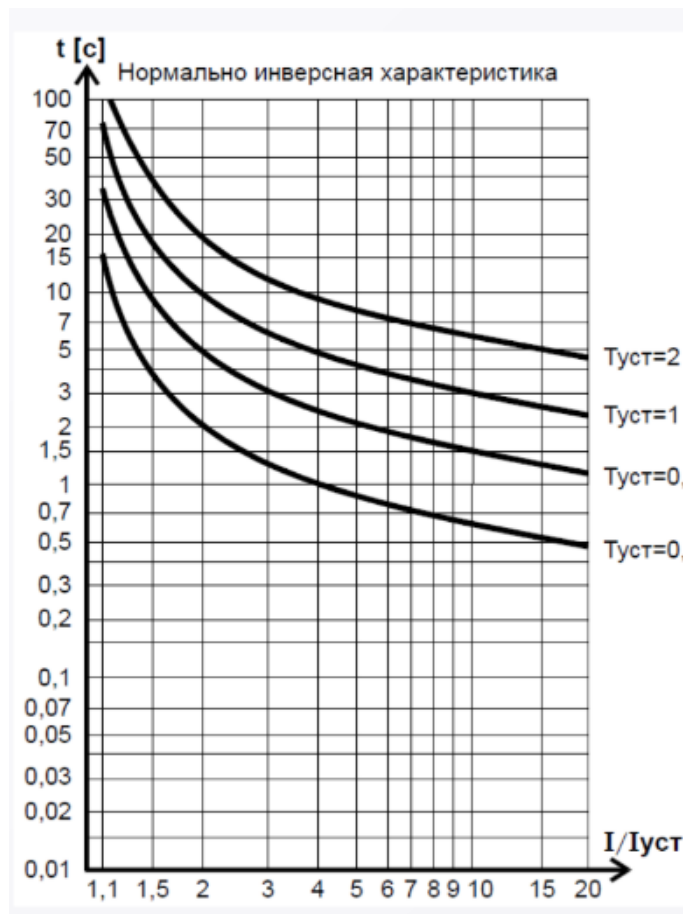


Рисунок 10 – Образцы графиков зависимой нормально инверсной по МЭК 255-4 времятоковой характеристики ступеней МТЗ-2 и МТЗ-3.

Выразив из формулы ТУСТ, рассчитаем уставку МТЗ-3 по времени:

$$T_{уст} = t_{з.п.д.} \cdot \frac{\left(\frac{I_{д.пуск}}{I_{з.п.д.}}\right)^{0,02} - 1}{0,14} = 15 \cdot \frac{5,182^{0,02} - 1}{0,14} = 3,584 \text{ с.}$$

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

$$t_{з.п.д.} = \frac{0,14 \cdot 3,584}{1,5^{0,02} - 1} = 61,624 \text{ с.}$$

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

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

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

Таблица 5.2 – Перегрузка

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

Максимальная выдержка времени технически ограничена на уровне 100 с. Из приведенной таблице очевидно, что оптимальная временная характеристика для защиты от перегрузки - нормально инверсная характеристика.

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

$$I_{з.п.д.(2)} = \frac{I_{з.п.д.}}{\eta_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{73,34 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,667 \text{ А.}$$

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

Таблица 5.3 – уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) настроенной для выполнения ЗП ЭД

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-3	Функция	ВКЛ
	Действие	СИГНАЛ
	I, А	3,911
	T, с	3,584
	Характеристика	Нормально инверсная
	Направленность	ОТКЛ
	Пуск по U	ОТКЛ
	Блокировка	ОТКЛ

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

70

5.1.3 Защита от затянутого пуска

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

Режим запуск рассматриваемое УРЗА определяет по факту возрастания фазного тока с тока покоя (менее 0,1 от $I_{д.ном}$) до тока, превышающего $1,5 \cdot I_{д.ном}$ за время, не превышающее 100 мс. Окончание режима запуска определяется по снижению тока до $1,25 \cdot I_{д.ном}$. Исходя из этого целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{з.з.п.д.} = 1,5 \cdot I_{д.ном} = 1,5 \cdot 66,67 = 100 \text{ А.}$$

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

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{з.з.п.д.(2)} = \frac{I_{з.з.п.д.}}{\eta_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{100 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 5 \text{ А.}$$

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

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		71

Таблица 5.4 – Уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3) настроенной для выполнения ЗП ЭД

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого пуска	Функция	ВКЛ
	I, А	5
	T, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

5.1.4 Защита от блокировки ротора

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

$$I_{з.б.р.д.} = \frac{K_{п}}{2} \cdot I_{д.ном} = \frac{5,7}{2} \cdot 66,67 = 190,012 \text{ А.}$$

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:

$$I_{з.б.р.д.(2)} = \frac{I_{з.б.р.д.}}{\eta_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{190,012 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 9,501 \text{ А.}$$

Таблица 5.5 – Ступень защиты

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	ВКЛ
	Блокировка	ОТКЛ
	I, А	9,501
	T, с	15

5.1.5 Защита минимального напряжения и АПВ после ЗМН

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

$$U_{ЗМН} = 0,7 \cdot U_{НОМ} = 0,7 \cdot 100 = 70 \text{ В};$$

$$t_{ЗМН} = 0,5 \text{ с.}$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Если до истечения заданного времени $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$ напряжение восстановится и превысит значение $U_{АПВ}$, будет разрешено срабатывание АПВ. Уставка рекомендованная [3 (Выбор уставок)] составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{АПВ} = 90 \text{ В.}$$

Время восстановления напряжения $t_{МАКС.ПАУЗЫ}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей. (Время перерыва питания примерно равно максимальной выдержке времени токовых защит присоединений, отходящих от секции, к которой подключены ЭД.

На данном этапе проектирования можно принять 2 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха.

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

$$t_{МАКС.ПАУЗЫ} = t_{МАКС.РЗ} + t_{САМ.ЗАП} = 2 + 15 = 17 \text{ с.}$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{АПВ}$ после восстановления напряжения. Уставка рекомендованная [3 (Выбор уставок)] составляет:

$$t_{АПВ} = 1 \text{ с.}$$

Таблица 5.6 – Уставки ЗМН ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	ВКЛ
	UЗМН, В	70
	АПВ	ВКЛ
	T, с	0,5
	U _{АПВ} , В	90
	T _{АПВ} , с	1
	T _{МАКС.ПАУЗЫ} , с	17
	Блокировка	ОТКЛ

5.1.6 УРОВ

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

Уставки УРОВ вычисляются по методикам ОАО «ФСК ЕЭС», приведенным в методических указаниях по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования. Методика расчета УРОВ не зависит от вида присоединения, устройства РЗА и фирмы-изготовителя.

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,06 \cdot I_{\text{Д,НОМ}} = 0,06 \cdot 66,67 = 4 \text{ А.}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ}(2)} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{\eta_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{4 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,2 \text{ А.}$$

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.

Если в результате расчета получилось значение меньше допустимого, то по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается минимальное возможное для выставления в УРЗА значение тока срабатывания.

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

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

где $t_{\text{откл.в}}$ - время отключения выключателя (полное);

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

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

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

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

Таблица 5.7 – Уставки ЗЗП ЭД

Степень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	ВКЛ
	I, А	0,2
	T, с	0,23

5.2 Трансформатор 10/0,4 кВ

К шинам РУ (цеха) подключен трансформатор (Т) ТМГ-1000/10- У1 с параметрами: $S_{\text{Т.НОМ}} = 1000$ кВА, $U_{\text{Т.НОМ.ВН}} = 10,5$ кВ, $U_{\text{Т.НОМ.НН}} = 0,4$ кВ, ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$, Схема и группа соединения обмоток Д/УН-11. $I^{(3)}_{\text{К.МАКС.ВН}} = 9,925$ кА, $I^{(3)}_{\text{К.МИН.ВН}} = 8,586$ кА, $I^{(3)}_{\text{К.МАКС.НН(0,4)}} = 23,449$ кА, $I^{(3)}_{\text{К.МАКС.НН}} = 0,853$ кА, $I^{(3)}_{\text{К.МИН.НН}} = 0,841$ кА. Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{П}} = 1,4$. Т соединен с ячейкой КРУ короткой (ЛКЛ = 50 м) КЛ - АПвП 3×50/16-10. Защита выполнена на терминале БЭМП РУ - ЛТ.5.220.Д.

5.2.1 Токовая отсечка трансформатора

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

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

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

1 условие - $I_{0.T}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{0.T(1)} = k_{отс(1)} \cdot I_{к.макс.нн}^{(3)} = 1,15 \cdot 853 = 980,95 \text{ А,}$$

где $I_{к.макс.нн}^{(3)}$, приведенный к стороне ВН.

2 условие - $I_{0.T}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включении Т под напряжение:

$$I_{0.T(2)} = k_{отс(2)} \cdot k_{бнт} \cdot I_{т.ном.вн},$$

где $k_{отс(2)} = 1,1$ коэффициент отстройки по МУ [2];

$k_{бнт} = 7,05$ - максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока по МУ [2];

$I_{т.ном.вн}$ - номинальный ток стороны ВН Т.

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{т.ном.вн} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.вн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А;}$$

$$I_{0.T(2)} = k_{отс(2)} \cdot k_{бнт} \cdot I_{т.ном.вн} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 57,7 = 448 \text{ А.}$$

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

$$I_{0.T} = \max \{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max \{980,95; 448\} = 980,95 \text{ А.}$$

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		76

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МИН.ВН}}^{(3)}}{I_{\text{О.Д.}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8586}{980,95} = 7,58 > 2,$$

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

По ПУЭ [п. 3.2.21.8] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ.}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Для ячейки КРУ Т выбран ТТ - ТОЛ-10-М: $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 100 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$,

$$\eta_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{100}{5}.$$

$$I_{\text{О.Т.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{О.Т.}}}{\eta_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{980,95 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 49,047 \text{ А.}$$

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

Уставка тока срабатывания ТО Т (МТЗ-1) может быть задана в первичных, вторичных токах или в относительных единицах [РЭ]. Целесообразно задавать параметры во вторичных величинах.

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

Выдержка времени ТО Т $t_{\text{О.Т}} = 0 \text{ с}$. [минимальная допустимая выдержка времени МТЗ-1 $T_{\text{ср.МТЗ-1}} = 0 \text{ с}$.].

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

Таблица 5.8 – Уставки ТО Т, выполненной на ступени МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср.МТЗ-1	49,047	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср.МТЗ-1	0,00 с	Время срабатывания МТЗ-1

5.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

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

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС.} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80,8 = 154,426 \text{ А,}$$

где $k_{Н.С} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН (0,4 кВ), по МУ;

$k_H = 1,1$ - коэффициент надежности, по МУ;

$k_C = 1,5 - 6$ - коэффициент самозапуска нагрузки. Рекомендуемый диапазон значений [если нет данных для точного расчета] задан в МУ. Если в составе нагрузки много двигателей, значение ближе к максимальному значению - 6, если мало или вообще нет (по исходным данным курсового проекта, берется минимальное значение;

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА, по МУ.

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

$$k_{ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.ДУ-11}^{(2)} = \frac{841}{154,426} \cdot 0,5 = 2,723 > 2,$$

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

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{МТЗ.Т.(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т.}}{\eta_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{154,426 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,72 \text{ А.}$$

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

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

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

где Δt - ступень селективности.

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

Рабочий максимальный ток ввода НН Т:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2021 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

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

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ за Т на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I_{\text{К.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)} = 23,449 \text{ кА.}$

Ударный ток трехфазного КЗ: $i_y = 49,773 \text{ кА.}$

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

$$W_{\text{К}} = (I_{\text{К.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}} = (23,449)^2 \cdot 1 = 550 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Каталожные данные:

$$W_{\text{К}} = I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{\text{ДИН}} = 143 \text{ кА.}$$

Сравним выключатели Еmax2 Е2.2.N с каталожными данными [11]:

$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ - секционный, 2500 - вводной $> 1443, 2021$, соответственно;

$I_{\text{О, НОМ}} = 66 \text{ кА} > I_{\text{К.МАКС.НН(0,4)}}^{(3)} = 23,449 \text{ кА};$

$I_{\text{У.ВКЛ}} = 145 \text{ кА} > i_y = 49,773 \text{ кА};$

$W_{\text{К.ДОП}} = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 550 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

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

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		79

Степень селективности между автоматическими выключателями Еmax2 допускается принимать равной 0,1 с., следовательно, можно принять выдержки времени МТЗ на автоматических выключателях НКУ:

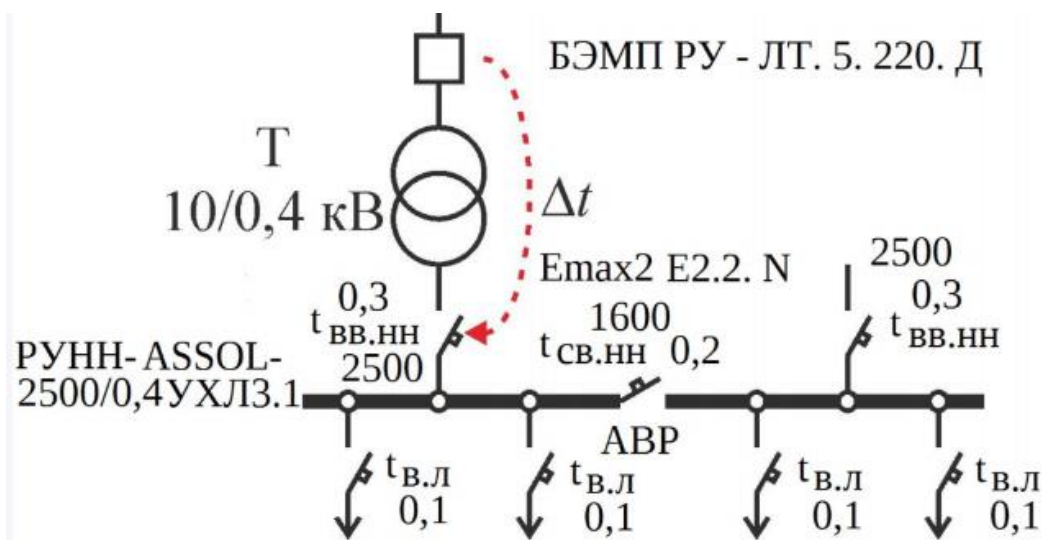


Рисунок 11 – НКУ 0,4 кВ на НН трансформатора 10 кВ

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

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

где $t_{\text{откл.ав.в.нн}} = 0,04 \text{ с}$ - время отключения автомата ввода НН Т - по каталогу Еmax2;

$t_{\text{погреш.мтз.ав.в.нн}} = 10\% \cdot 0,3 = 0,03 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ расцепителя автомата ввода НН Т. 10 % от уставки, но не более 0,04 с, по каталогу Еmax2;

$t_{\text{погреш.мтз.т}} = 2\% \cdot 0,6 = 0,012 \text{ с}$ - погрешность выдержки времени МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ при уставках свыше 0,5 с;

$t_{\text{возвр.мтз.т}} = 0,06$ - время возврата МТЗ Т (на стороне ВН) по РЭ;

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

Выдержка времени МТЗ Т:

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

Таблица 5.9 – Уставки МТЗ Т, выполненные на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
MT3-2	ВКЛ	Ввод в работу ступени MT3-2
Иср.MT3-1	7,72	Ток срабатывания MT3-2
Тср.MT3-1	0,60 с	Время срабатывания MT3-2

5.2.3 Защита от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки действующая на сигнал выполнена на ступени MT3-3.

Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{ЗП.Т} = \frac{k_{отс.}}{k_B} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 57,7 = 63,8 \text{ А,}$$

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

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата (по МУ).

Выдержка времени $t_{ЗП.Т} = 9 \text{ с}$ - по рекомендации МУ.

Вторичное значение тока срабатывания ЗП Т:

$$I_{ЗП.Т.(2)} = \frac{I_{ЗП.Т.}}{\eta_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{63,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,19 \text{ А.}$$

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

Таблица 5.10 – Уставки ЗП Т, выполненной на ступени MT3-3

Уставка	Значение	Описание
MT3-3	Независимый	Ввод в работу ступени MT3-3 и выбор типа выдержки времени
MT3-3 на откл	ОТКЛ	MT3-3 действует на сигнал
Иср.MT3-3	3,19	Ток срабатывания MT3-3
Тср.MT3-3	9,00	Время срабатывания MT3-3

5.2.4 Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора

Для Т 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток $\Delta/Y0$ - величина сопротивления нулевой последовательности равна сопротивлению прямой [6 - ГОСТ 28249-93], поэтому ток о/ф КЗ равен току трехфазного КЗ. Причем из-за токораспределения по обмоткам Т, фазные токи на стороне 10 кВ, где установлена

МТЗ трансформатора будут меньше расчетного тока трехфазного КЗ на $\sqrt{3}$ (для любой схемы соединения ТТ и реле):

$$I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{\sqrt{3}} = \frac{841}{\sqrt{3}} = 486 \text{ А.}$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН Т:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(1)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{486}{154,426} = 3,14 > 1,5.$$

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

5.2.5 УРОВ

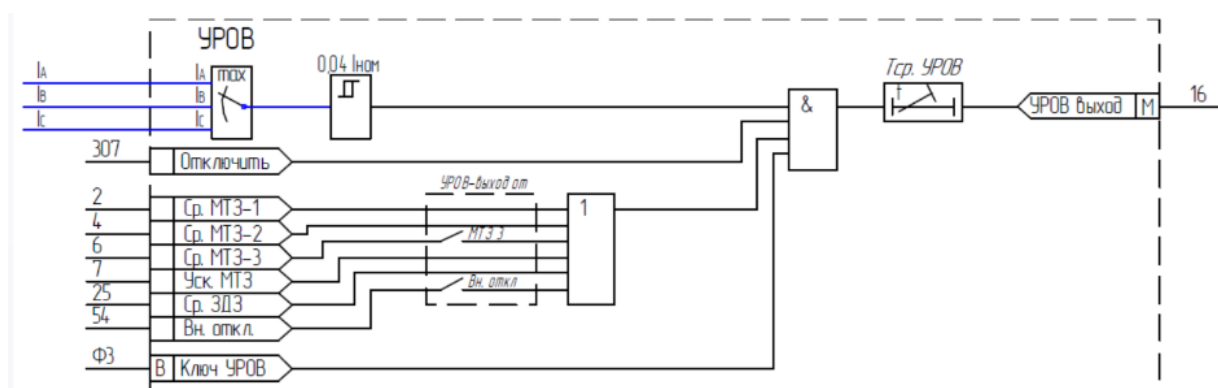


Рисунок 12 – Функциональная схема УРОВ рассматриваемого УРЗА из РЭ

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

По МУ выдержка времени УРОВ рассчитывается как:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.ВЫКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.ВЫКЛ}} = 0,05 \text{ с}$;

$t_{\text{ЗАП}} = 0,2$ - рекомендуемый МУ запас по времени, с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ.

Таблица 5.11 – Уставки УРОВ:

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	ОТКЛ	УРОВ не действует при работе МТЗ-3 (выполняющей функцию ЗП Т на сигнал)

Вн.откл	ВКЛ	УРОВ действует по команде внешнего откл. (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	ВКЛ	Функция УРОВ задействована

5.3 Кабельная линия 10 кВ

К секциям шин НН ПС подключены 6 КЛ 10 кВ 3хАПВБП 3×185/25-10 питающие РУ цеха с нагрузкой:

- 4 трансформатора 1 МВА;
- 4 ЭД 1 МВА.

РУ цеха выполнено по схеме две секционированные выключателями системы шин.

Таблица 5.12 – Значения ТКЗ

Режим	$I^{(3)}_{К1-4}, \text{кА}$			
	На шинах НН ПС	На шинах РУ цеха	За Т 10/0,4 кВ РП	За ТСН 10/0,4 кВ РП
	КЗ	-	-	-
Макс.	9,925	7,68	1,11	0,15
Мин.	8,586	6,64	1,08	0,15

Исходные данные для расчета:

- режим работы нейтрали - компенсированная;
- суммарный емкостной ток – 37 А;
- номинальный ток силового трансформатора 10/0,4 кВ РУ – 57,73 А;
- схема соединения обмоток силового трансформатора 10/0,4 кВ цеха - Д/У;
- номинальный ток ЭД цеха – 66,67 А;
- коэффициент пуска ЭД – 5,7;
- пусковой ток ЭД цеха – 380,02 А;
- полная мощность ЭД цеха – 1 МВА;
- $I_{\text{ТО.Д}} = 570,036 \text{ А}$ - ток срабатывания токовой отсечки ЭД цеха;
- $I_{\text{ТО.Т}} = 980,95 \text{ А}$ - ток срабатывания токовой отсечки трансформатора цеха;
- ТСН цеха - ТМГ-25/10-У1;
- предохранитель ТСН цеха - ПКТ-101-3,2-12,5;

- выдержка времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ цеха - 0,6 с.

5.3.1 Токовая отсечка

Рассматриваемое УРЗА содержит три ступени МТЗ. ТО выполняется на МТЗ-1 - грубой ступени МТЗ. МТЗ-1 реализована с независимой выдержкой времени, которую можно задать равной 0 (для мгновенной ТО).

Ток срабатывания ТО КЛ выбирается по двум условиям.

$$1. I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_H \cdot I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)},$$

где k_H - коэффициент надежности для ТО без выдержки времени, установленных на ЛЭП и Т, при использовании цифровых реле, может приниматься в пределах 1,1 - 1,15 (по Шабаду);

$I_{\text{К2.МАКС}}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта (КЛ) в максимальной режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(1)} \geq k_H \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)} = 1,15 \cdot 7,68 = 8,832 \text{ кА.}$$

$$2. I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БНТ}} \cdot \Sigma I_{\text{Т.НОМ}} + k_U \cdot \Sigma I_{\text{Д.ПУСК}},$$

где $k_{\text{БНТ}}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания при включении силовых трансформаторов, зависящий от (для мгновенной ТО) от собственного времени срабатывания измерительного органа (реле) тока УРЗА. По данным РЭ время срабатывания ИО тока не более 0,04 с. По рекомендации [3] $k_{\text{БНТ}} = 5$;

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

$k_U = 1,3 - 1,8$ - коэффициент, учитывающий ударное значение пускового тока ЭД $\Sigma I_{\text{Д.ПУСК}}$ - сумма пусковых токов тех ЭД цеха, которые участвуют в мозапуске.

$$I_{\text{ТО.КЛ}(2)} \geq k_{\text{БН.Т}} \cdot \Sigma I_{\text{Т.НОМ}} + k_U \cdot \Sigma I_{\text{Д.ПУСК}} = 5 \cdot (4 \cdot 57,73) + 1,8 \cdot (4 \cdot 380,02) = 3891 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{О.Т}} = \max \{I_{\text{ТО.КЛ}(1)}; I_{\text{ТО.КЛ}(2)}\} = \max \{8,832; 3,891\} = 8,832 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} \geq N_{\text{T}} \cdot I_{\text{T.НОМ}} + N_{\text{Д}} \cdot I_{\text{Д.НОМ}} = 4 \cdot 57,73 + 4 \cdot 66,67 = 497,6 \text{ А.}$$

Выбран ТТ ТОЛ-10-М с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 500 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $n_{\text{T}} = 500/5$.

Для схемы соединения ТТ и ИО тока МП УРЗА - неполная звезда с доп. реле в обратном проводе, вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ТО.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{ТО.КЛ}}}{\eta_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{8832 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 88,32 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-1 [РЭ]: (от 0,4 до 40) $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = \text{от } 2 \text{ до } 200 \text{ А}$ вторичного тока.

Построим зависимость ТКЗ от места КЗ (в % от длины КЛ) для эквивалентной схемы замещения:

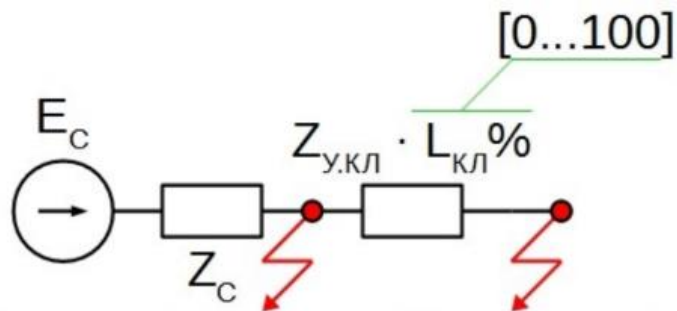


Рисунок 13 – Схема замещения

$$Z_{\text{C}} = \frac{E_{\text{C}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,925} = 0,61 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{у}} = \frac{\frac{E_{\text{C}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)}} - Z_{\text{C}}}{100} = \frac{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,68} - 0,61}{100} = 1,783 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}/\%.$$

Результаты вычисления ТКЗ от места КЗ (в % от длины КЛ):

$$I_{\text{КЗ-К.МАКС}}^{(3)} = \frac{E_{\text{C}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{C}} + Z_{\text{у}} \cdot L_{\text{кЛ}\%})},$$

где $L_{\text{кЛ}\%}$ - длина КЛ в % (от 0 до 100).

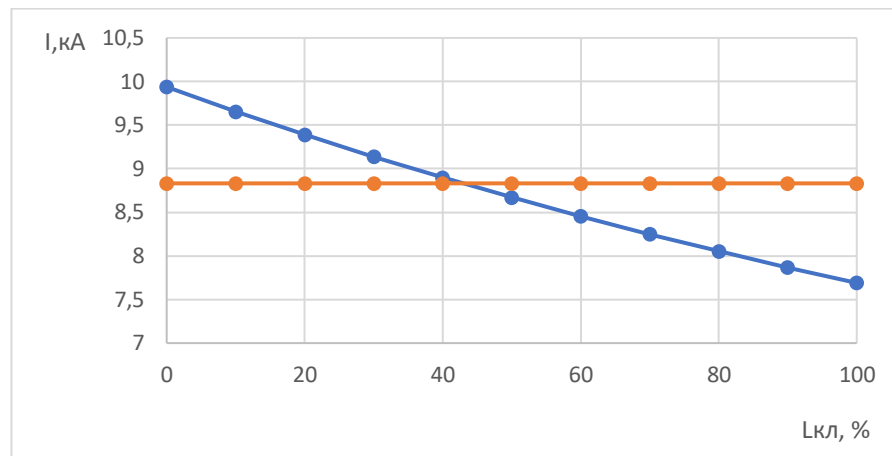


Рисунок 14 – ЗДО КЛ

ЗДО составляет около 41%.

5.3.2 Токовая отсечка с выдержкой времени

ТОВВ выполняется на МТЗ-2 - второй ступени МТЗ. МТЗ-2 реализована с независимой выдержкой времени.

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

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}} \geq k_{\text{Н}} \cdot \max\{I_{\text{ТО.Т}}; I_{\text{ТО.Д}}\} = 1,1 \cdot \{570,036; 980,95\} = 1079 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К2.МИН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6640 = 5750 \text{ А;}$$

$$k_{\text{Ч.ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)}}{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{6640}{1079} \cdot 1 = 6,15.$$

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

Вторичный ток срабатывания ТОВВ:

$$I_{\text{ТОВВ.КЛ}} = \frac{I_{\text{ТОВВ.КЛ}}}{\eta_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1079 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 10,79 \text{ А.}$$

Доступный диапазон задания уставки по току МТЗ-2 [РЭ]: (от 0,2 до 40)

$I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$ = от 1 до 200 А вторичного тока.

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

$$t_{\text{ТОВВ.кл}} = t_{\text{ИО}} + \Delta t = 0,04 + \Delta t.$$

Кроме того, должна быть обеспечена селективность при КЗ на шинах цеха и срабатывании ЛЗШ, т. е.:

$$t_{\text{ТОВВ.кл}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + \Delta t,$$

где $t_{\text{ЛЗШ}}$ - выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя, по [4] составляет 0,1 с.

Определим значение ступени селективности:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 2 \cdot 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,25 \text{ с},$$

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

$t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} = 0,025$ с - погрешность органа времени УРЗА БЭ2502 [РЭ];

$t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} = 0,05$ с - время возврата ИО тока ТОВВ [РЭ];

$t_{\text{ЗАП}} = 0,1$ с - время запаса [5].

Время срабатывания ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.кл}} = t_{\text{ЛЗШ}} + \Delta t = 0,1 + 0,25 = 0,35.$$

Таблица 5.13 – Уставки ТОВВ КЛ, выполненной на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-2	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Контр. напр. 2 ст.	Не предусмотрено	Контроль направленности МТЗ-2 не предусмотрен
Пуск по U 2 ст.	Не предусмотрено	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
Уск. МТЗ-2	Не предусмотрено	Ускорение МТЗ-2 не предусмотрено
Иср МТЗ-2	10,8 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср МТЗ-2	0,35 с	Время срабатывания МТЗ-1

5.3.3 МТЗ

МТЗ выполняется на МТЗ-3 - третьей ступени МТЗ.

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

Предусмотрим функцию автоматического ускорения (снижения выдержки времени) МТЗ при любых включения выключателя.

Ток срабатывания МТЗ КЛ выбирается по двум условиям.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}$$

где $k_H = 1,1$ - коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле по [3];

$k_B = 0,94$ - коэффициент возврата ИО по току по [РЭ];

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, подлежит расчету:

$$k_{\text{СЗ}} = \frac{S_{\text{СЗ}}}{S_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot N_{\text{СЗ}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{5,7 \cdot 2 \cdot 1 + 4 \cdot 1}{4 \cdot 1 + 4 \cdot 1} = 1,925.$$

Тогда:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(1)} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = \frac{1,1 \cdot 1,925}{0,94} \cdot 497,6 = 1121 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1,1 \cdot 1111 = 1233 \text{ А,}$$

где $k_{\text{НС}} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования, по [3];

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

Оценим чувствительность МТЗ КЛ.

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{6640}{1233} \cdot 1 = 5,385.$$

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

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

$$k_{\text{ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх.д\у}}^{(3)} = \frac{1080}{1233} \cdot 1 = 0,876.$$

Меньше нормативного - 1,2. Зона действия на сторону НН трансформатора 10/0,4 цеха не распространяется. Столь кардинально увеличить чувствительность МТЗ КЛ невозможно.

Повышение надежности защиты трансформатора 10/0,4 цеха обеспечивается установкой газовой (или от датчика давления) защиты, автоматическими выключателями стороны 0,4 кВ, УРОВ, МТЗ вводного выключателя цеха. Кроме того, дальнейшее резервирование МТЗ КЛ при повреждении на выводах и обмотке ВН трансформатора 10/0,4 кВ будет обеспечено.

Выбор выдержки времени МТЗ.

Для обеспечения селективности с предыдущими защитами выдержка времени МТЗ КЛ должна быть согласована с МТЗ ВВ РУ цеха и предохранителем на стороне 10 кВ ТСН цеха.

Определим время срабатывания предохранителя $t_{\text{пкт}}$ при двухфазном ТКЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме работы системы. Так как ГОСТ 2213-79 [п. 3.6.11] допускает 20% разброс по току время-токовых характеристик предохранителей выше 1 кВ, уменьшим расчетный ток на 20%:

$$I_{\text{кз.расч}} = 0,8 \cdot I_{\text{к5.мин}}^{(2)} = 0,8 \cdot 5750 = 4600 \text{ А.}$$

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		89

Для расчетного тока $I_{КЗ.РАСЧ} = 992$ А время срабатывания предохранителя ПКТ-101-3,2-12,5 составит $t_{ПКТ} < 0,01$ с. В дальнейших расчетах наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха.

Выдержка времени МТЗ ВВ РУ цеха выполняет функцию резервной защиты, следовательно, не зависит от тока. По величине выдержка времени ВВ отстроена от выдержки времени МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ цеха:

$$t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t = 0,6 + 0,25 = 0,85 \text{ с,}$$

где Δt - ступень селективности, если УРЗА ВВ и Т цеха выполнены на БЭ2502, а выключатели выбраны типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10, то $\Delta t = 0,25$ с.

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

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

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке:

$$K_{МТЗ.КЛ.К} = \frac{I_{КЗ.МАКС}^{(3)}}{I_{МТЗ.КЛ}} = \frac{7680}{1233} = 6,229.$$

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

$$k_{РАСЧ} = \frac{t_{МТЗ.КЛ}}{80} \cdot [(K_{МТЗ.КЛ.К})^2 - 1] = \frac{1,1}{80} \cdot [(6,229)^2 - 1] = 0,52.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{МТЗ.КЛ.ВТ} = \frac{I_{МТЗ.КЛ}}{\eta_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1233 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 12,33 \text{ А.}$$

Таблица 5.14 – Уставки МТЗ КЛ на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описание
Раб. МТЗ-3	Предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-3
Контр. напр. 3 ст.	Не предусмотрен	Контроль направленности МТЗ-3 не предусмотрен
Пуск по U 3 ст.	Не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-3 не предусмотрен
Реж. 3 ст. МТЗ-3	На отключение	на отключение

Уск. МТЗ-3	Предусмотрено	Ускорение МТЗ-3 предусмотрено
Коэф. времени	0,3	Уставка по времени МТЗ-3

5.3.4 Ускорение МТЗ

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

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

$$t_{\text{СР.УСК}} = t_{\text{В.РАЗН}} + t_3 = 0,0017 + 0,1 \approx 0,1 \text{ с,}$$

где $t_{\text{В.РАЗН}}$ - время разновременности включения фаз выключателя, не более 1,7 мс; $t_3 = 0,1$ время запаса.

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

Таблица 5.15 – Уставки блока ускорения МТЗ КЛ

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

5.3.5 УРОВ

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

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0,05 \cdot 497,6 = 24,88 \text{ А.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{24,88 \cdot 5}{500} = 0,249 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{УРОВ}(2)\text{ФАКТ}} = 0,35 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.ВВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 0,025 + 0,05 + 0,1 = 0,23 \text{ с,}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}} = 0,05 \text{ с}$ - полное время отключения по РЭ выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} = 0,05 \text{ с}$ - время возврата реле тока УРОВ (по РЭ);

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} = 0,025 \text{ с}$ - погрешность реле времени УРОВ (по РЭ);

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

Таблица 5.16 – Уставки УРОВ

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

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Лист

92

5.4 Трансформатор 110/10 кВ

5.4.1 Расчет параметров ДЗТ с торможением

1. Первичные токи для сторон защищаемого трансформатора.

Таблица 5.17 – Первичные токи

Формула	ВН	НН1(2)
$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}}, \text{ А}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$

2. Выбор коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока

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

$$I_{1НОМ.ТТ.ВН} \geq \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,144 \text{ А.}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА (обычно, это 5 или 1 А), принято 5 А.

Следовательно: $K_{1ВН} = \frac{300}{5}$. По каталогу на встроенные ТТ ОАО «СЗТТ» выбран ТВ-110-300/5.

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам:

$$I_{1НОМ.ТТ.НН1(2)} \geq \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 1470 \text{ А.}$$

Следовательно: $K_{1НН} = \frac{1500}{5}$. При отсутствии реакторов в цепи ввода НН для ДЗТ используются ТТ устанавливаемые в ячейку КРУ ВВ НН. По каталогу на ТТ ОАО «СЗТТ» выбран ТОЛ-10-М-1500/5.

3. Выбор схем соединения измерительных трансформаторов тока

При использовании МП УРЗА ДЗТ, как правило, вне зависимости от схем соединения обмоток силового трансформатора, вторичные обмотки измери-

тельных трансформаторов тока соединяются в звезду (типовая схема соединения). Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ осуществляется цифровым способом МП УРЗА.

4. Определение вторичных токов для сторон защищаемого трансформатора

Таблица 5.18 – Данные защищаемого трансформатора

Формула	ВН	НН1(2)
$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}}, А$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$
$K_I = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Схема соединения ТТ	У	Д
$I_{НОМ.Т.В}$	3,35	7

5. Выбор коэффициента/ов выравнивающих вторичные токи в плечах ДЗТ по величине

Так как чаще всего подбором K_I выровнять вторичные токи по величине не удастся, в МП УРЗА применяются различные способы цифрового выравнивания:

а) Приведение величины одного вторичного тока к величине другого путем умножения на коэффициент выравнивания (уравнительный коэффициент);

Например, вторичный ток стороны НН приводится к величине вторичного тока стороны ВН:

$$k_{ур} = \frac{I_{1НОМ.Т.В.ВН}}{I_{1НОМ.Т.В.НН}} = \frac{3,35}{7} = 0,49.$$

б) Коэффициенты выравнивания рассчитываются УРЗА автоматически, по введенным параметрам защищаемого трансформатора (мощность, номинальные напряжения сторон и т. п.).

6. Уточнение или выбор допустимых вариантов расчета дифференциального тормозного токов

$$I_{диф} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3|;$$

$$I_{торм} = \max(\bar{I}_1; \bar{I}_2; \bar{I}_3).$$

7. Уточнение вида тормозной характеристики

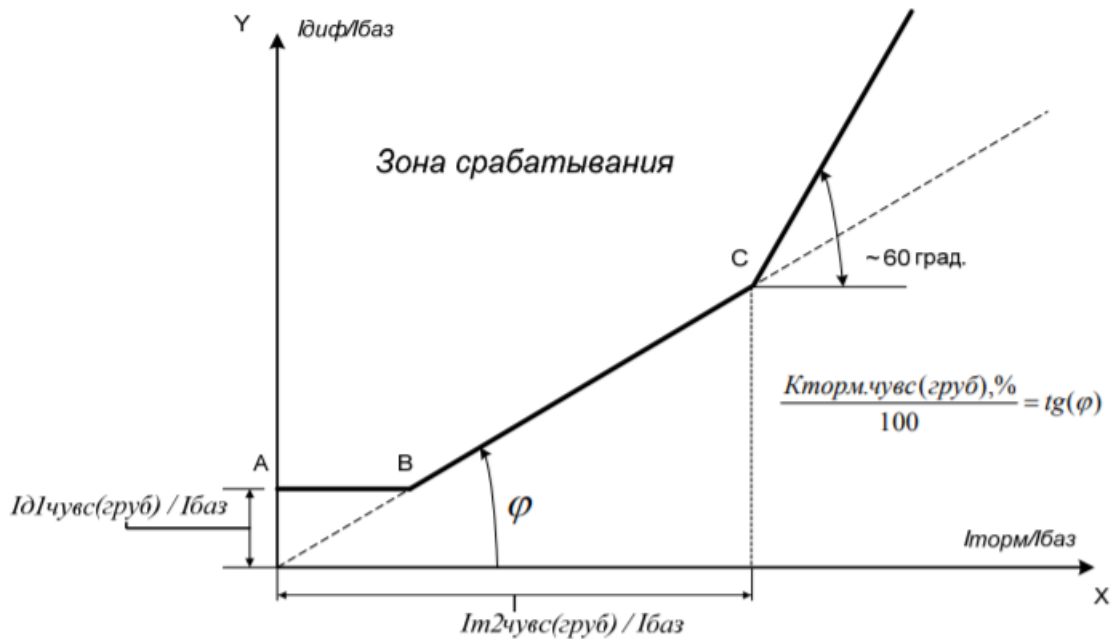


Рисунок 15 – Тормозная характеристика Сириус-ТЗ

Фактически любое МП УРЗА ДЗТ можно настроить на работу по тормозной характеристике реле ДЗТ-21, следовательно, методика расчета параметров для ДЗТ-21 является универсальной.

8. Выбор уставки тока начала торможения

Торможение осуществляется от тока ТТ стороны НН, следовательно:

$$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 0,6 \cdot I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$$

Все расчеты ведутся в о. е., за базовый ток ($I_{\text{БАЗ}}$) обычно принимается первичный или вторичный номинальный ток стороны ВН силового трансформатора, следовательно, $I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}$ принят равным 0,6 о. е ($I_{\text{БАЗ}}$ принят равным $I_{\text{НОМ.Т.ВН}}$).

9. Определение тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения.

Для удобства расчетов, ток небаланса ИНБ предполагают состоящим из четырех составляющих, обусловленных:

- погрешностью ТТ;
- регулированием напряжения трансформатора (при наличии РПН);
- неточностью выравнивания вторичных токов сторон;

- броском тока намагничивания при включении трансформатора.

Так как последняя составляющая имеет очень большое значение, отстройка от тока намагничивания достигается специальными методами: фильтрацией апериодической составляющей тока, выявлением режима броска намагничивающего тока по форме кривой тока, регистрации высших гармоник и т. п. Подробнее о способе отстройки от броска намагничивающего тока указано в РЭ на УРЗА. Поэтому в расчете тока срабатывания ДЗТ четвертая составляющая обычно учитывается отдельно.

А) Составляющая тока небаланса из-за погрешности ТТ может быть определена как:

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{ВН.РАСЧ}},$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока. Для МП УРЗА фильтрующих апериодическую составляющую, может быть принят за 1;

$k_{\text{ОДН}}$ - коэффициент, учитывающий различие характеристик ТТ установленных на сторонах ВН и НН. Для однотипных ТТ принимается равным 0,5, для разнотипных 1;

ε - относительная полная погрешность ТТ, соответствует классу точности применяемых ТТ - 5% или 10%, т. е. $\varepsilon = 0,05$ или 0,1;

$I_{\text{ВН.РАСЧ}}$ - первичный ток на стороне ВН трансформатора, для которого определяется составляющая тока небаланса.

Б) Составляющая тока небаланса из-за наличия РПН может быть определена как:

$$I_{\text{НБ.РПН}} = \Delta U \cdot k_{\text{ТР}} \cdot I_{\text{ВН.РАСЧ}},$$

где ΔU - половина диапазона регулирования РПН (для $\pm 16\%$ составляет 0,16);

$k_{\text{ТР}}$ - коэффициент токораспределения, для двухобмоточных трансформаторов или для трансформаторов с односторонним питанием равен 1.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		

В) Составляющая тока небаланса из-за неточности выравнивания вторичных токов сторон для МП УРЗА практически отсутствует и либо принимается равной нулю, либо учитывается относительной величиной, указанной в РЭ.

Таким образом, ток небаланса при токе, соответствующем началу торможения в о.е. $I_{ВН.РАСЧ} = I_{ТОРМ.НАЧ}$:

$$I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{ТР}) \cdot I_{ВН.РАСЧ} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 0,6 = 0,156 \text{ о. е.}$$

10. Определение минимального тока срабатывания защиты $I_{СР.МИН}$.

А) Минимальный ток срабатывания ДЗТ отстраивается от расчетного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{СР.МИН(1)} \geq k_{ОДН} \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = 1,5 \cdot 0,156 = 0,234 \text{ о. е.},$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаемым равным 1,5.

Б) Дополнительно проверяется надежное недействие ДЗТ при броске намагничивающего тока:

$$I_{СР.МИН(2)} \geq 0,3 \cdot I_{НОМ.Т.ВН} = 0,3 \cdot 1 = 0,3 \text{ о. е.}$$

Окончательно принято: $I_{СР.МИН} = 0,3 \text{ о. е.}$

11. Определение максимального тока трехфазного КЗ при повреждении за ТТ на стороне НН (внешнее КЗ) приведенный к стороне ВН.

По расчету в ТОКО $I^{(3)}_{КЗ.МАКС} = 949 \text{ А}$. Значение в о. е.:

$$I^{(3)}_{КЗ.МАКС.о.е.} = \frac{I^{(3)}_{КЗ.МАКС}}{I_{БАЗ}} = \frac{949}{200,8} = 4,73 \text{ о. е.}$$

12. Определение максимального тока небаланса при максимальном внешнем КЗ

$$I_{НБ.МАКС} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{ТР}) \cdot I^{(3)}_{КЗ.МАКС.о.е.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 4,73 = 1,23 \text{ о. е.}$$

13. Определение тока срабатывания при максимальном внешнем КЗ

$$I_{СР.МАКС} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.МАКС} = 1,5 \cdot 1,23 = 1,845 \text{ о. е.}$$

14. Вычисление коэффициента торможения k_T

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		97

$$k_T = \frac{I_{\text{СР.МАКС}} - I_{\text{СР.МИН}}}{I_{\text{ВНЕШ.МАКС.}}^{(3)} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}} = \frac{1,845 - 0,3}{4,73 - 0,6} = 0,38 (22^\circ).$$

15. Ток срабатывания дифференциальной отсечки (второй, грубой ступени ДЗТ)

$$I_{\text{СР.ДИФ.ОТС}} = 9 \text{ о. е. - по РУ по РЗ.}$$

16. Определение чувствительности ДЗТ

Чувствительность определяется при минимальном двухфазном КЗ на выводах стороны НН трансформатора:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{СР.МИН}} \cdot I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.}}^{(2)} = \frac{821}{0,3 \cdot 200,8} \cdot 1 = 13,63.$$

5.4.2 Токовая отсечка трансформатора

Ток срабатывания ТО Т - $I_{\text{О.Т}}$ выбирается по двум условиям.

1 условие - $I_{\text{О.Т}}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0,4 кВ):

$$I_{\text{О.Т}(1)} = k_{\text{ОТС}(1)} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)} = 1,15 \cdot 949 = 1091 \text{ А,}$$

где $I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)}$, приведенный к стороне ВН.

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

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

где $k_{\text{ОТС}(2)} = 1,1$ коэффициент отстройки по МУ [2];

$k_{\text{БНТ}} = 7,05$ - максимальное значение коэффициента броска намагничивающего тока по МУ [2];

$I_{\text{Т.НОМ.ВН}}$ - номинальный ток стороны ВН Т.

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ А;}$$

$$I_{\text{О.Т}(2)} = k_{\text{ОТС}(2)} \cdot k_{\text{БНТ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 200,8 = 1557,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{0.T} = \max \{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max \{1091; 1557,2\} = 1557,2 \text{ А.}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.МАКС.ВН}}^{(3)}}{I_{0.T}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7937}{1557,2} = 4,4 > 2,$$

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

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ ячейки КРУ.

Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{\text{Т.РАБ.МАКС.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ.}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А.}$$

Выбран ТТ – ТВ-110: $I_{1.\text{НОМ.ТТ}} = 300 \text{ А}$, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}} = 5 \text{ А}$, $\eta_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{300}{5}$.

$$I_{0.T(2)} = \frac{I_{0.T}}{\eta_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{1557,2 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 25,95 \text{ А.}$$

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

Уставка тока срабатывания ТО Т (МТЗ-1) может быть задана в первичных, вторичных токах или в относительных единицах [РЭ]. Целесообразно задавать параметры во вторичных величинах.

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

Выдержка времени ТО Т $t_{0.T} = 0 \text{ с}$. [минимальная допустимая выдержка времени МТЗ-1 $T_{\text{ср.МТЗ-1}} = 0 \text{ с}$.].

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

Таблица 5.19 – Уставки ТО Т, выполненные на ступени МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Иср.МТЗ-1	25,95	Ток срабатывания МТЗ-1
Тср.МТЗ-1	0,00 с	Время срабатывания МТЗ-1

5.4.3 Максимальная токовая защита трансформатора

Ток срабатывания МТЗ Т отстраивается от максимального тока нагрузки (с учетом работы АВР секционного автомата 10 кВ, когда Т будет работать с перегрузкой 140% $I_{Т.НОМ.ВН}$) и токов самозапуска ЭД на стороне НН:

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_{Н} \cdot k_{С}}{k_{В}} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС.} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 281 = 536,86 \text{ А,}$$

где $k_{Н.С} = 1,1$ - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН, по МУ;

$k_{Н} = 1,1$ - коэффициент надежности, по МУ;

$k_{С} = 1,5 - 6$ - коэффициент самозапуска нагрузки. Рекомендуемый диапазон значений [если нет данных для точного расчета] задан в МУ. Если в составе нагрузки много двигателей, значение ближе к максимальному значению - 6, если мало или вообще нет (по исходным данным курсового проекта, берется минимальное значение;

$k_{В} = 0,95$ - коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА, по МУ.

Оценим чувствительность МТЗ Т при двухфазном КЗ на выводах 11 кВ:

$$k_{Ч} = \frac{I_{К.МИН.НН}^{(3)}}{I_{МТЗ.Т}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ.Д\text{V}-11}^{(2)} = \frac{821}{536,86} \cdot 1 = 1,53 > 1,5,$$

Нормативное значение $k_{Ч}$ для МТЗ по ПУЭ [п. 3.2.31.1] около 1,5.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{МТЗ.Т.(2)} = \frac{I_{МТЗ.Т}}{\eta_{Т}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{536,86 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 8,95 \text{ А.}$$

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

Таблица 5.20 – Уставки МТЗ Т, выполненные на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-2	Вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Иср.МТЗ-1	8,95	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср.МТЗ-1	0,60 с	Время срабатывания МТЗ-2

5.4.4 Защита от перегрузки трансформатора.

Защита от перегрузки действующая на сигнал выполнена на ступени МТЗ-3.

Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т} = \frac{k_{отс.}}{k_B} \cdot I_{т.ном.вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 200,8 = 222 \text{ А,}$$

где $k_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки (по МУ);

$k_B = 0,95$ - коэффициент возврата (по МУ).

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

Вторичное значение тока срабатывания ЗП Т:

$$I_{зп.т.(2)} = \frac{I_{зп.т.}}{\eta_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{222 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 3,7 \text{ А.}$$

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

Таблица 5.21 – Уставки ЗП Т, выполненные на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	Независимый	Ввод в работу ступени МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-3 на откл	ОТКЛ	МТЗ-3 действует на сигнал
Иср.МТЗ-3	3,7	Ток срабатывания МТЗ-3
Тср.МТЗ-3	9,00	Время срабатывания МТЗ-3

5.4.5 УРОВ

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

По МУ выдержка времени УРОВ рассчитывается как:

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

где $t_{откл.вкл} = 0,05$ с - Для выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс;

$t_{зап} = 0,2$ - рекомендуемый МУ запас по времени, с учетом времени возврата реле тока и погрешности реле времени УРОВ.

Таблица 5.22 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	ОТКЛ	УРОВ не действует при работе МТЗ-3 (выполняющей функцию ЗПТ на сигнал)
Вн.откл	ВКЛ	УРОВ действует по команде внешнего откл. (от газового реле или реле давления)
Ввод УРОВ	ВКЛ	Функция УРОВ задействована

5.5 Воздушная линия 110 кВ

5.5.1 Дистанционная защита линии

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

Расчет параметров дистанционной защиты:

При отсутствии методических указаний на сайте ФСК ЕЭС для данной фирмы-изготовителя устройств РЗА расчет параметров производится по руководящим указаниям [20]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы-разработчика на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС.

Воспользуемся расчетными выражениями для определения сопротивления первой и второй ступени ДЗ линии из [17]. Сопротивление первой ступени выбирается по двум условиям. Для первого условия расчетное выражение для

ответвительной ПС для первой ступени при отстройке от коротких замыканий на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии равно:

$$Z_{с.з.1}^1 = \frac{Z_L}{1+\beta+\delta},$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону защищаемой даны по данным [РУ] принимаем 0,05; δ - коэффициент, учитывающий погрешности вызванные неточностью расчета первичных электрических величин по данным [РУ] принимаются 0,1.

Подставив коэффициенты и приняв некоторые допущения, получим:

$$Z_{с.з.1}^1 \leq 0,85 \cdot Z_L$$

Определим активное сопротивление участка R_1 :

$$R = r_0 \cdot L_W = 0,118 \cdot 8,25 = 0,97 \text{ Ом.}$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии; L_W – длина линии соответственно, км.

Аналогично определим индуктивное сопротивление участка X_1 :

$$X = x_0 \cdot L_W = 0,405 \cdot 8,25 = 3,34 \text{ Ом.}$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии.

Полное сопротивление Л-1:

$$Z_L = R + jX = 0,97 + j3,34 = 3,478 \cdot e^{j73,8^\circ}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1}^1 = 0,85 \cdot Z_L = 2,9563 \text{ Ом.}$$

Вторая ступень:

Величина второй ступени ДЗ определяется по двум условиям:

По первому условию расчетное выражение:

$$Z_{с.з.1}^2 \leq 0,85 \cdot Z_{Л1} + \frac{0,66}{k_{ТН}} Z_{Л2},$$

где - $k_{ТН} = 1$

Определим активное сопротивление Л-2:

$$R = r_0 \cdot L_W = 0,118 \cdot 2,5 = 0,295 \text{ Ом,}$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии; L_W – длина линии соответственно, км.

Аналогично определим индуктивное сопротивление линии:

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		103

$$X = x_0 \cdot L_W = 0,405 \cdot 2,5 = 1,01 \text{ Ом.}$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии.

Полное сопротивление Л-2:

$$Z_{Л} = R + jX = 0,295 + j1,01 = 1,052 \cdot e^{j74^\circ}.$$

Сопротивление срабатывания второй ступени будет равно:

$$Z_{с.з.1}^2 = 0,85 \cdot 3,478 + \frac{0,66}{1} 1,052 = 4,67 \text{ Ом.}$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по первому условию:

$$\frac{Z_{Л-1}}{Z_{Л-2}} \geq 0,6k_{Т2} \rightarrow \frac{3,478}{1,052} = 3,3 \geq 0,6 \cdot 1 = 0,6.$$

По второму условию сопротивление срабатывания второй ступени отстраивается от КЗ на шинах НН ПС:

$$Z_{с.з.1}^2 \leq \frac{Z_{Л-2} + \frac{Z_{Тр}}{k_{Т.Тр}}}{1 + \beta + \delta},$$

где $Z_{Тр}$ – полное сопротивление трансформатора.

Минимальное полное сопротивление параллельно работающих трансформаторов равно:

$$Z_{Тр} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{Т.НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,72 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{Тр} = \Delta P_K \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{(S_{НОМ.ВН})^2} = 170 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{115^2}{40^2} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{Тр} = \sqrt{(Z_{Тр}^2 - R_{Тр}^2)} = \sqrt{(34,72^2 - 1,4^2)} = 34,69 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{Тр} = 1,4 + j34,72 = 34,69e^{j88} \text{ Ом}$$

$$Z_{с.з.1}^2 \leq \frac{Z_{Л-1} + \frac{Z_{Тр}}{k_{Т.Тр}}}{1 + \beta + \delta} = \frac{(0,295 + j1,01) + \frac{1,4 + j34,72}{0,5}}{1 + 0,05 + 0,1} = 2,693 + j61,291 = 61,35 \cdot e^{j87^\circ}.$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности второй ступени по первому условию:

$$\frac{Z_{ТР}}{Z_{Л-1}} \geq 0,47k_{Т2} \rightarrow \frac{34,69}{3,478} = 9,97 \geq 0,47 \cdot 1 = 0,47.$$

Окончательно сопротивление срабатывания второй ступени выбрано по первому условию.

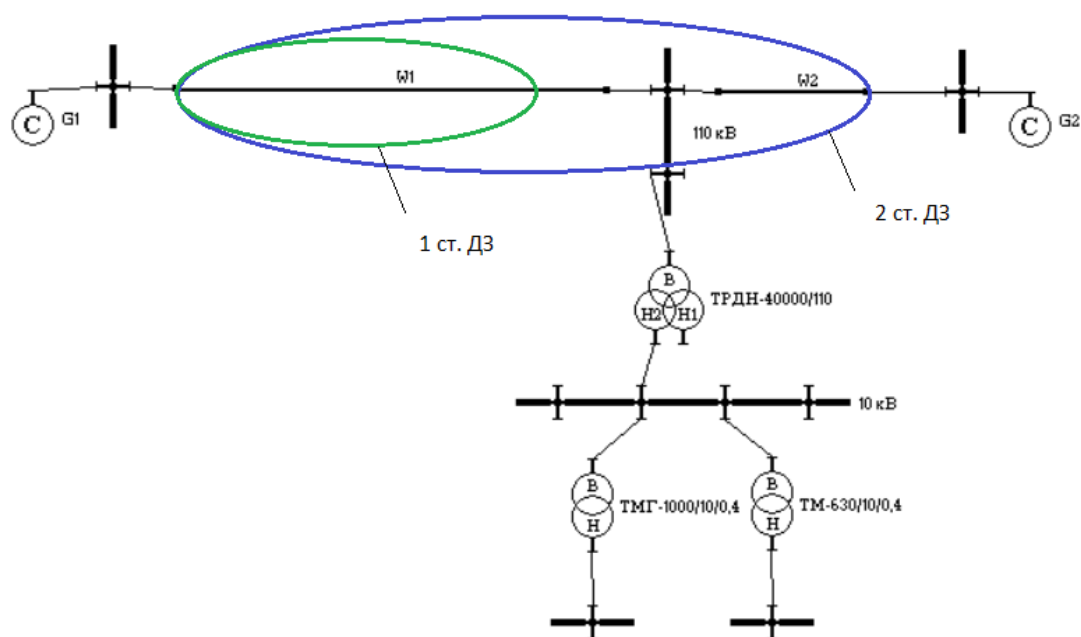


Рисунок 16 – Зоны действия первой и второй ступеней ДЗ

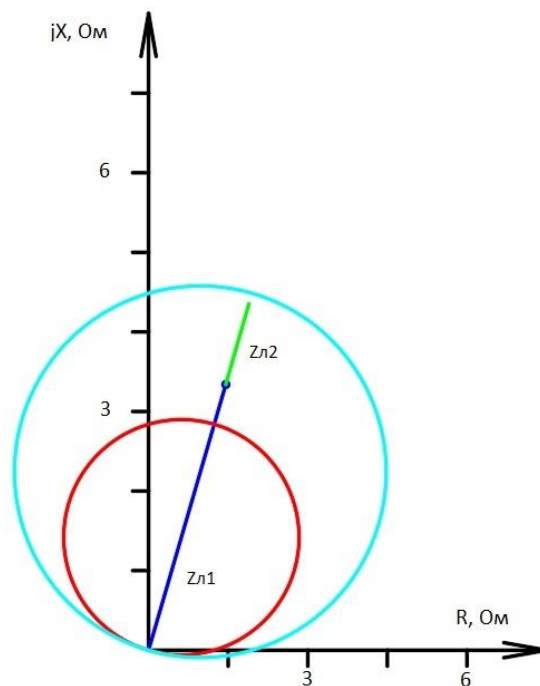


Рисунок 17 – Графическое представление сопротивлений срабатывания ступеней ДЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата
------	------	----------	------	------

П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР

Третья ступень:

Осуществляется по условию отстройки от минимального сопротивления в условиях самозапуска двигателей по выражению:

$$Z_{С.З.З.}^3 = \frac{U_{\text{мин}}}{k_H k_B \cos(\varphi_{Z_{С.З.З.}^3} - \varphi_{РАБ})} = \frac{88}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(86,7 - 45)} = 171 \text{ Ом.}$$

Зона действия третьей ступени ДЗ:

Коэффициент трансформации трансформатора Т1, Т2 по каталогу равен 10,5.

Сопротивление КЛ приведенные к стороне 10 кВ:

$$R = r_0 \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot K_{Т1,2}^2 = 0,167 \cdot 1 \cdot 10,5^2 = 18,4 \text{ Ом;}$$

$$X = x_0 \cdot L_{\text{В}} \cdot K_{Т1,2}^2 = 0,077 \cdot 1 \cdot 10,5^2 = 8,49 \text{ Ом.}$$

$$z_{\text{КЛ}} = \sqrt{(X_{\text{КЛ}}^2 + R_{\text{КЛ}}^2)} = \sqrt{(8,49^2 + 18,4^2)} = 20,26 \text{ Ом.}$$

$$\varphi_{\text{КЛ}} = 15,9^\circ.$$

Сопротивление трансформатора ТС приведенных к стороне 110 кВ:

$$Z_{\text{ТС}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{НОМ.ВН}}^2)}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot K_{Т1,2}^2 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1} \cdot 10,5^2 = 663 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{ТС}} = \frac{\Delta P_{\text{к.ТС}} \cdot 10^{-3} \cdot U_{\text{ТС.НОМ.ВН}}^2}{S_{\text{ТС.НОМ.}}^2} \cdot K_{Т1,2}^2 = \frac{12,2 \cdot 10^{-3} \cdot 10,5^2}{1^2} \cdot 10,5^2 = 66,3 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{ТС}} = \sqrt{(Z_{\text{ТС}}^2 - R_{\text{ТС}}^2)} = \sqrt{(663^2 - 66,3^2)} = 659 \text{ Ом;}$$

$$\varphi_{\text{ТС}} = 84^\circ.$$

Оценим чувствительность третьей ступени к повреждениям за трансформатором 110/10 кВ через максимальное возможное переходное сопротивление [дуги], значение которого может быть определено по выражению:

$$r_{\text{Д.МАКС}} = \frac{\Delta U_{\text{Д}}}{I_{\text{КЗ.МИН.}}^{(2)}} = \frac{1,25}{7,44} = 0,168 \text{ Ом,}$$

где $\Delta U_{\text{Д}}$ - падение напряжения на дуге.

Сопротивление дуги, к стороне ВН (110 кВ):

$$r_{\text{Д.МАКС.ВН}} = r_{\text{Д.МАКС}} \cdot K_{Т1,2}^2 = 0,168 \cdot 10,5^2 = 18,5 \text{ Ом.}$$

Чувствительность ДЗ при данном виде повреждений обеспечена.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		106

5.5.2 Токовая отсечка линии

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ за трансформатором:

$$I_{c.o.} = I_{K3.MAKC}^{(3)} \cdot k_H;$$
$$I_{c.o.} = 949 \cdot 1,2 = 1138,8 \text{ A.}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{c.z.втор} = \frac{I_{c.o.}}{\eta_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{1138,8 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 18,98 \text{ A.}$$

где k_H - коэффициент надежности равен 1,2.

Вторичный ток срабатывания в относительных единицах:

$$I_{сраб.защ.о} = \frac{I_{c.z.втор}}{I_{2НОМ}} = \frac{18,98}{5} = 3,8 \text{ о. е.}$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз. макс. в начале вл}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{отн.чувст.} = \frac{12,148}{3,8} \cdot 1 = 3,2 > 1,5.$$

5.5.3 УРОВ ВЛ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{вл.ном} = 0,05 \cdot 281 = 14,05 \text{ A.}$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{\eta_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{14,05 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,23 \text{ A.}$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{зап} = 0,045 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Выдержка времени округлена до рекомендованной ФСК.

5.6 Проверка трансформатора тока на стороне ВН трансформатора на допустимую погрешность

Рабочий максимальный ток трансформатора выбирается по номинальному току трансформатора на стороне НН с учетом 40% перегрузки. Если известна полная мощность, то рабочий максимальный ток может рассчитываться по этой величине.

Рабочий максимальный ток трансформатора был посчитан ранее и равен 281 А.

Для стороны ВН выбран ТТ ТВ-110 с $k_T=300/5$.

Ударное значение тока в месте КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз.макс}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,64 \cdot 1,8 = 14,357 \text{ кА.}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент при КЗ на присоединении ВН ПС $k_{уд} = 1,8$.

По данным, для ТВ-110 кратность тока электродинамической стойкости при номинальном первичном токе составляет 50, т.е ток электродинамической стойкости:

$$i_{дин} = \sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1ном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 300 = 21,15 \text{ кА.}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ:

$$W_{к.расч} = [I_{кз.макс}^{(3)}]^2 \cdot (t_{рз} + t_{откл.в.}).$$

где $t_{рз}$ – расчетная выдержка времени МТЗ ВВ при КЗ на стороне ВН трансформатора; $t_{откл.в.}$ – время отключения выключателя.

Расчетная выдержка времени была определена ранее и составила 0,3с.

По данным полное время отключения ВВ составляет 55мс.

Расчетное значение W_k :

$$W_{к.расч} = [5,64]^2 \cdot (0,3 + 0,055) = 11,29 \cdot \text{кА}^2 \cdot \text{с.}$$

По данным кратность односекундного тока термической стойкости при номинальном первичном токе составляет 25, т.е:

$$W_{к.кат} = [k_{тер} \cdot I_{1.ном}]^2 \cdot t_{тер};$$

$$V_{\text{к.кат}} = [25 \cdot 300]^2 \cdot 1 = 56,25 \text{ к А}^2 \cdot \text{с.}$$

$$V_{\text{к.кат}} \geq V_{\text{к.расч}}$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

					<i>П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР</i>	Лист
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Дата</i>		

6. ПРИМЕНЕНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

6.1 Устройство ОПН

Основными защитными аппаратами (ЗА) для защиты изоляции от грозовых и коммутационных перенапряжений являются вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений. При построении схем защиты от перенапряжений оборудования РУ с помощью ОПН и РВ необходимо решать две основные тесно связанные друг с другом задачи:

- выбор числа, мест установки и характеристик ЗА, которые обеспечат надежную защиту изоляции от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- обеспечение надежной работы самих ЗА при воздействии на них рабочего напряжения сети, а также при воздействии квазистационарных перенапряжений, для ограничения которых ЗА не предназначены.

Защитные свойства РВ и ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего. Низкая нелинейность вольтамперной характеристики рабочих элементов в разрядниках не позволяла обеспечить одновременно и достаточно глубокое ограничение перенапряжений, и малый ток проводимости при воздействии рабочего напряжения. Поэтому в конструкции разрядника были использованы искровые промежутки, включаемые последовательно с нелинейными элементами и позволяющие избежать воздействия на них рабочего напряжения, срабатывающие, однако в случае возникновения перенапряжений, опасных для защищаемого оборудования. Значительно большая нелинейность окисно-цинковых сопротивлений (варисторов) ограничителей перенапряжений ОПН позволила отказаться от использования в их конструкции искровых промежутков, т.е. нелинейные элементы ОПН присоединены к сети в течение всего срока его службы.

В настоящее время вентильные разрядники практически сняты с производства, а в эксплуатации в большинстве случаев отслужили свой нормативный

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		110

срок службы. Построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и модернизируемых РУ, от грозových и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН [20].

Ограничители перенапряжений являются разрядниками без искровых промежутков, у которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из оксида цинка (ZnO) с малыми добавками других металлов.

Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики. Полимерный корпус обеспечивает надежную защиту от внешних воздействий на протяжении всего срока службы. Ограничители перенапряжения категории размещения 1 имеют дополнительную оболочку из кремнийорганической резины, обеспечивающую необходимую защиту от внешних воздействующих факторов и заданные изоляционные характеристики.

Корпус ограничителей перенапряжения типа ОПН-У представляет собой стеклоэпоксидный цилиндр с напрессованными на него ребрами из кремнийорганической резины. Склеивающая полимеризующая связка создает монолитную конструкцию и обеспечивает заданные изоляционные характеристики.

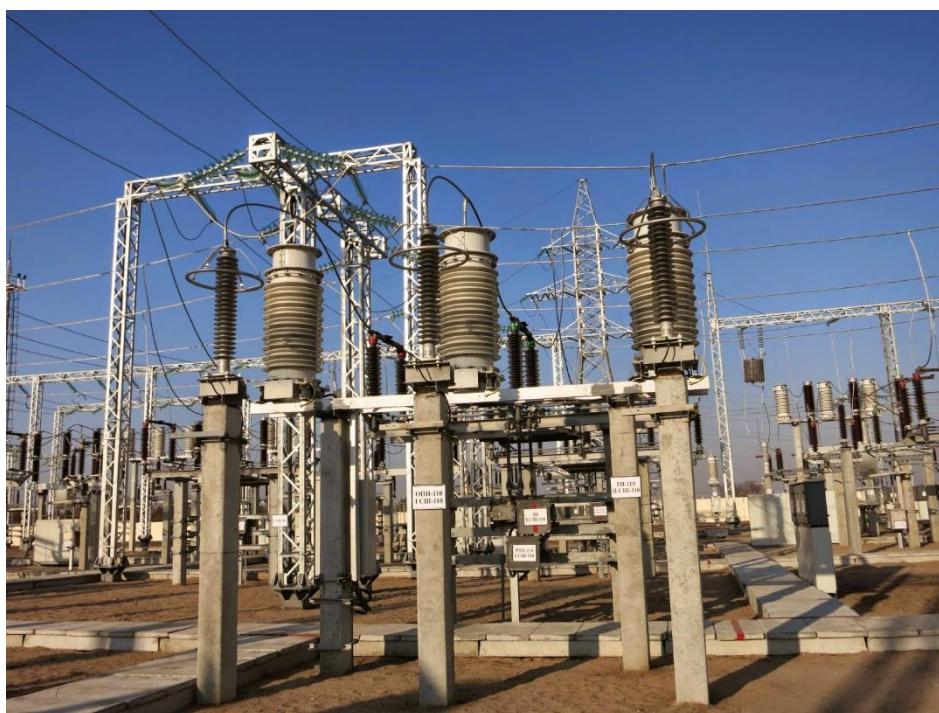


Рисунок 18 – ОПН на подстанции 110/10 кВ

6.2 Место установки ОПН

Защита электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений должна соответствовать рекомендациям ПУЭ.

Места установки ОПН определяются функциональным назначением соответствующего ограничителя:

- в цепи трансформатора, автотрансформатора или шунтирующего реактора - для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений при их включении или отключении;
- на конце линии - для защиты от коммутационных перенапряжений при ее включении или отключении и ограничения набегающих на РУ волн грозových перенапряжений.

Дополнительный ограничитель устанавливают на линии для ее защиты от коммутационных перенапряжений, если шунтирующий реактор или трансформаторы (автотрансформаторы) присоединены к линии через выключатели.

При установке ОПН на шунтирующем реакторе или автотрансформаторе (трансформаторе), подключенном к линии без выключателей, через искровое присоединение или выключатель-отключатель, дополнительный ограничитель, присоединяемый непосредственно к линии, не устанавливают.

В кабельных сетях 6-10 кВ ограничители могут быть установлены только при отсутствии возможности возникновения резонансных перенапряжений.

Резонансные условия могут выполняться в сети, работающей с изолированной нейтралью, при определенных соотношениях емкости шин (емкостного тока замыкания на землю) и числа трансформаторов напряжения. Резонанс не возникает, если емкостный ток замыкания на землю, приходящийся на один трансформатор напряжения, превышает 1 А, либо если в сети установлены трансформаторы напряжения типа НАМИ.

При защите трансформатора от грозových перенапряжений ОПН должен устанавливаться на защищаемом трансформаторе до коммутационного аппарата.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		112

В РУ 3-10 кВ при выполнении связи трансформаторов с шинами при помощи кабелей расстояние от ОПН до трансформатора и аппаратов не ограничивается.

При применении воздушной связи с шинами РУ расстояние от ОПН до трансформатора и аппаратов не должно превышать 60 м при ВЛ на деревянных и 90 м на металлических и железобетонных опорах.

В РУ 35 кВ расстояние по ошиновке, включая ответвления от ограничителя до защищаемого объекта выбирается в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

При установке ограничителей в РУ должны сохраняться расстояния до заземленных и находящихся под напряжением элементов РУ в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

6.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Главным обстоятельством определяющим безаварийную работу ОПН является длительно допустимое приложенное напряжение.

Определим расчетную величину длительного напряжения на ограничителе 110 кВ установленного в цепи трансформатора ТРДН-40000/110/10:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{U_{\text{нр}}}{\sqrt{3}},$$

где $U_{\text{нро}}$ – длительно допустимое напряжение приложенное к ОПН;

$U_{\text{нр}}$ – напряжение на подстанции с учетом повышения напряжения на 15%.

Тогда длительно допустимое напряжение на ОПН:

$$U_{\text{нро}} \geq \frac{126,5}{\sqrt{3}} = 74,4 \text{ кВ.}$$

В соответствии со справочником примем $U_{\text{нро}} = 77 \text{ кВ}$.

Вторым параметром, по которому выбирается ОПН является удельная энергоемкость. Для класса напряжения 110 кВ $W_{\text{уд}} = 1,5-2,5 \text{ кДж/кВ}$.

Исходя из полученных данных примем к установке ОПН-110/77/10/450-УХЛ1.

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		113

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПН-110/77/10/450-УХЛ1
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$U_{нро}=74,4$ кВ	$U_{нро}=77$ кВ
$I_k=250-450$ кВ	$I_k=450$ кВ
$W_{уд}=1,5-2,5$ кДж/кВ	$W_{уд}=2,4$ кДж/кВ

Выбор ОПН в ячейку КРУ выбирается, как и для 110 кВ.

$$U_{нро} \geq \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,1 \text{ кВ.}$$

В соответствии со справочником примем $U_{нро} = 12,6$ кВ.

Исходя из полученных данных примем к установке ОПНФ-10-12,7-УХЛ1.

Расчетные и каталожные данные ОПН сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчетные и каталожные данные ОПН

Расчетные данные	ОПНФ-10-12,7-УХЛ1
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{уст}=10$ кВ
$U_{нро}=12,6$ кВ	$U_{нро}=12,7$ кВ
$I_k=250-450$ кВ	$I_k=300$ кВ
$W_{уд}=1,5-2,5$ кДж/кВ	$W_{уд}=1,5$ кДж/кВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первом разделе ВКР был проанализирован участок исходной сети 110 кВ. В ходе анализа было установлено, что в режиме максимального режима одна из линий перегружена по току, поэтому была заменена на двухцепную. Также в послеаварийных режимах в шести линиях ток превышал предельно-допустимый, и они были заменены:

- Отп. 14А – Новоградская: 2хАС-240/32;
- Шагол – Отп. 55: 3хАС-240/32;
- Отп. 55 – Отп. 68: 2хАС-240/32;
- Отп. 68 – Массивная: 2хАС-240/32;
- Отп. 28А – Отп. 15: АС-185/29;
- Отп. 15 – Западная (2): 2хАС-240/32.

Все трансформаторы на подстанциях не превышали коэффициенты нагрузки нормального и аварийного режимов, поэтому не было необходимости в их замене.

В соответствии с рекомендациями, на РУ ВН была выбрана схема «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», на НН схема «Две, секционированные выключателями, системы шин».

На втором этапе был произведен расчет токов КЗ, выбор силового оборудования на разрабатываемой подстанции. Так, был выбран силовой трансформатор ТРДН-40000/110/10,5-10,5. На стороне ВН установлены элегазовые выключатели типа ВГУ–110-45/3150 и разъединители РПД–110/1000, а на стороне НН выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2000.

На третьем были выбраны виды релейной защиты в соответствии с нормативными документами. Они также были проверены в расчетах.

В последнем разделе были рассмотрены нелинейные ограничители перенапряжения и рассчитаны для подстанции 110/10 кВ «Массивная».

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под-</i>	<i>Дата</i>		115

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – http://www.fsk-ees/about/standards_organization.html
3. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – http://www.fskees/about/standards_organization.html.
4. Садовников А. Н. Проектирование РЗА: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. - 139 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей. / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2005. – 313 с.
6. ОАО «Электрозащита». Каталог продукции. http://www.elektrozavod.ru/production/1_5
7. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ-Самара». Выключатель вакуумный типа ВВУ-СЭЩ-П-10-20. Руководство по эксплуатации. – <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnii-vykluchateli/vvu-seshch-10>
8. ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ-Самара». Комплектное распределительное устройство высокого напряжения СЭЩ-63. Руководство по эксплуатации. – <https://electroshield.ru/catalog/komplektnie-raspredelitelnie-ustroystva/kru-seshch-63>
9. Шкаф основных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора (для двух трансформаторов) ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002. – <https://www.rza.ru/catalog/rza-silovykh-transformatorov-i-avtotransformatorov/sheradztt-rn-2002.php>.
10. Устройство регулирования напряжения трансформатора «Сириус-2-РН». – <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-transformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-rn.php>

					П-471.13.03.02.2020.332 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Под-	Дата		116

11. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т3». – <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t3.php>
12. Шкаф резервных защит ШЭРА-РЗТ-1104. – <https://www.rza.ru/catalog/rza-silovykh-transformatorov-i-avtotransformatorov/shera-rzt-1004.php>
13. Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-УВ». – <https://www.rza.ru/catalog/rezervnie-zashiti-i-aup-prisoedineniy-110-220-kv/sirius-uv.php>
14. Технический каталог Еmax 2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. ООО «АББ», подразделение «Низковольтное оборудование». Январь 2016.
15. ООО «Элеком». Выключатель элегазовый типа ВГУ-110. – <http://www.elekom-ural.ru/catalog/item/6-viklyuchatel-elegazoviy-tipa-vgu-110.html>
16. АО «УЭТМ» Разъединитель типа РПД–110/1000. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpduetm110/>
17. ОАО НПП «ЭКРА». Методические указания к расчёту и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭ. – <http://www.ekra.ru/engine/download.php?id=2566>
18. ЗАО «ЧАЭЗ». Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики присоединений 6(10)-35 кВ серии БЭМП РУ. – <https://www.cheaz.ru/products/rpd/bemp-ru.html>
19. АО «РАДИУС Автоматика». Устройство релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением 3-35 кВ «Сириус-Д». - <https://www.rza.ru/catalog/traditsionnye-ustroystva-rza-dlya-setey-3-35-kv/sirius-d-i-sirius-21-d.php>
20. Паперный Л. Е. Область применения, выбор и расчет ОПН, установленных в сети 0,4-750 кВ. – Минск: Изд-во БНТУ, 2015. - 110 с.