

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»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

«Развитие районной электрической сети 110 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.309-05-296 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

\_\_\_\_\_ / Ю.В. Коровин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-471

\_\_\_\_\_ / Л.В. Непомнящий /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

\_\_\_\_\_ / Ю.В. Коровин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 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

Непомнящий Леонид Владимирович  
Группа П-471

**1. Тема выпускной квалификационной работы** «Развитие районной электрической сети 110 кВ» утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_

**2. Срок сдачи студентом законченной работы** « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**3. Исходные данные к работе**

1) Однолинейная электрическая схема соединений существующей сети, на которой указываются параметры оборудования: длины линий, марки и сечения проводов, мощности генераторов и трансформаторов и т. д. Также на данной схеме показано расположение вновь подключаемых нагрузок и электростанций (рисунок 1). Данные о расположении новых объектов представлены в таблице 1;

Таблица 1 – Данные о расположении новых объектов

Длины новых линий, км					
П'	П''	6'	6''	7'	7''
45	65	25	50	25	40

2) Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок  $P_{\max}$  и коэффициенты мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  представлены в таблице 2; для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7; все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\text{нб}} = 6000$  ч;

Таблица 2 – Данные о нагрузках сети

п/ст 2 ш. 110 кВ P <sub>2</sub> /tgφ	п/ст 3 ш. 110 кВ P <sub>3</sub> /tgφ	п/ст 4 ш. 10 кВ P <sub>4</sub> /tgφ	п/ст 41 ш. 35 кВ P <sub>41</sub> /tgφ	п/ст 42 ш. 35 кВ P <sub>42</sub> /tgφ	п/ст 5 ш. 110 кВ P <sub>5</sub> /tgφ	п/ст 6 ш. 10 кВ P <sub>6</sub> /tgφ	п/ст 7 ш. 10 кВ P <sub>7</sub> /tgφ	ЭС - 1 ш. 10,5 кВ P <sub>ЭС1</sub> /tgφ	ЭС - 2 ш. ВН P <sub>ЭС2</sub> /tgφ
31/0,42	35/0,42	18/0,51	5/0,48	5/0,42	34/0,56	50/0,45	16/0,51	38/0,51	50/0,62

3) Точка примыкания проектируемого района к электрической сети системы (подстанция I) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее в таблице 3 задаются значения напряжения  $U_{\text{БУ}}$  в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном;

Таблица 3 – Данные о напряжениях балансирующего узла

$U_{\text{п/ст I}}$		
$U_{\text{max}}$ , кВ	$U_{\text{min}}$ , кВ	$U_{\text{п/ав}}$ , кВ
118	115	113

4) Вновь вводимая ЭС-2;

Таблица 4 – Мощность и количество генераторов

$n \times P_{\text{ном Г}}$ , МВт
$3 \times 60$

5) Параметры вновь вводимых подстанций

Мощность КЗ на шинах существующей подстанции :

- В максимальном режиме 1400 МВА;
- В минимальном режиме 1200 МВА.

Номинальное напряжение 110 кВ.

К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 10 кабельных линий длиной 1,5 км.

Каждая кабельная линия питает РУ со следующей нагрузкой: шесть трансформаторов 10,5/0,4 мощностью 1 МВА, два асинхронных двигателя АД4 с активной мощностью 0,4 МВт, КПД 97,3 %, коэффициентом пуска 5,7 и коэффициентом мощности 0,89.

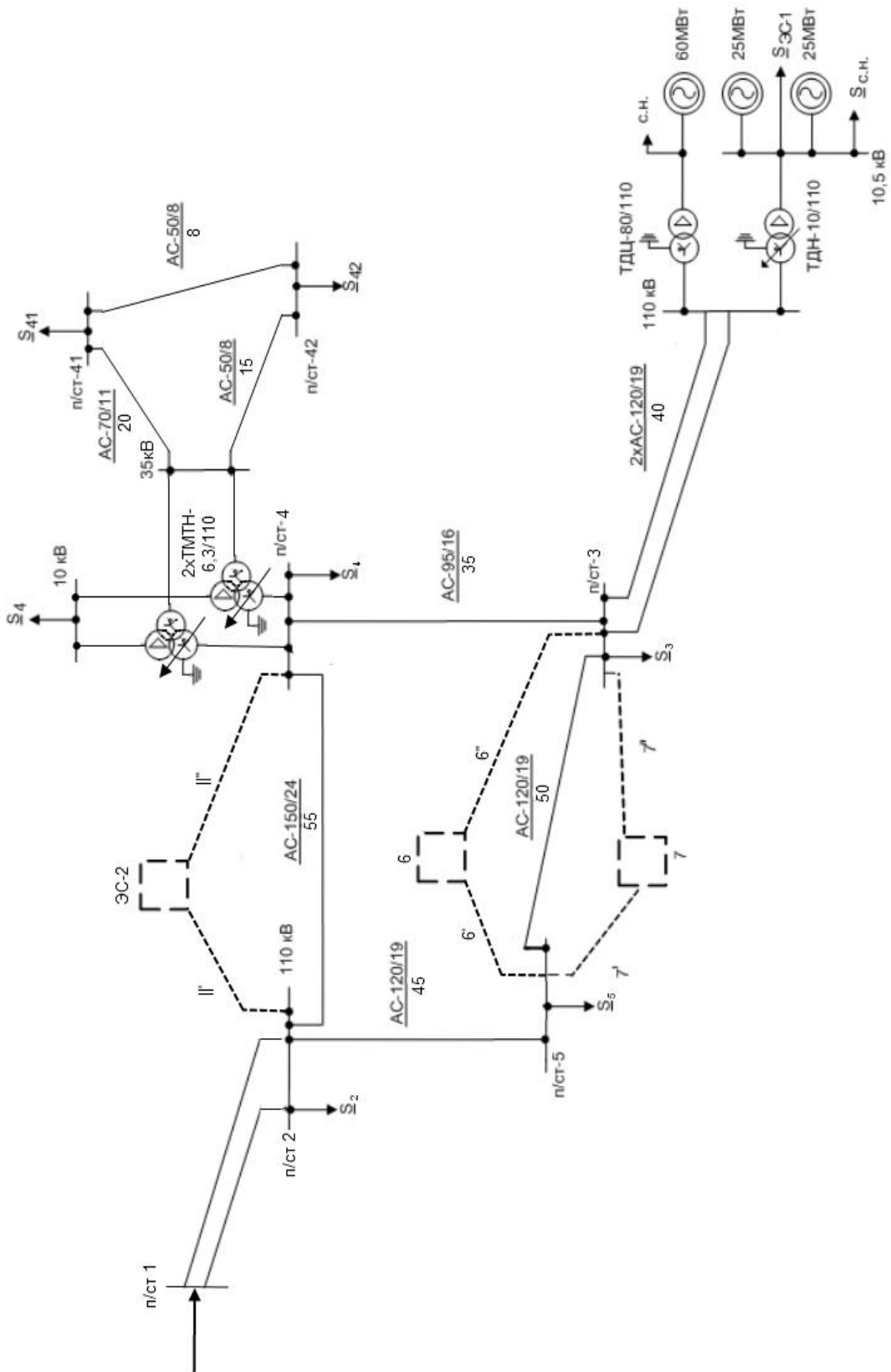


Рисунок – Схема участка сети 110кВ с указанием места вводимых объектов.

#### 4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- Баланс активных и реактивных мощностей;
- Анализ схемы электрической сети района;
- Расчет основных установившихся режимов сети района;
- Разработка главной схемы подстанции;
- Выбор силового и коммутационного оборудования на подстанции;
- Выбор видов и типоисполнения релейной защиты и автоматики подстанции
- Выбор оборудования молниезащиты подстанции

#### 5. Перечень графического материала

- 1) Схема электрической сети – А1
- 2) Карта режимов сети – А1
- 3) Схема электрическая главной подстанции – А1
- 4) Схема грозозащиты подстанции – А1

6. Дата выдачи задания « 21 » марта 2020 г.

Руководитель работы

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Анализ существующей электрической сети	10.04.2020	
Расчет режимов сети	15.04.2020	
Разработка подстанции	30.04.2020	
Выбор видов и типоразмеров устройств РЗА	07.05.2020	
Расчет уставок устройств РЗА	15.05.2020	
Расчет грозозащиты выбранной подстанции	25.05.2020	
Оформление пояснительной записки	30.05.2020	
Оформление графической части работы	05.06.2020	
Оформление презентации	11.06.2020	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Ю.В. Коровин /

Студент \_\_\_\_\_ / Л.В. Непомнящий /

## АННОТАЦИЯ

Непомнящий Л.В. – Развитие районной электрической сети 110 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-471, 2020 г., стр. 83, илл. 17, табл. 45. Список литературы – 15 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе был произведен анализ существующей электрической сети 110 кВ с подключением новых объектов, и расчет основных установившихся режимов сети. Разработан проект главной понижающей подстанции, произведен выбор основного силового оборудования. Рассмотрены общие требования релейной защиты и автоматики, выбраны виды РЗА для объектов подстанции. Так же была произведена расстановка молниеотводов, проверка на попадание оборудования подстанции в зоны их защиты и расчет грозозащиты подстанции.

					<b>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Непомнящий</i>				Развитие районной электрической сети 110 кВ		
<i>Пров.</i>	<i>Коровин</i>						
<i>Н. контр.</i>	<i>Коровин</i>				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					В   К   Р	7	86

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	
1.1.1 Баланс активных мощностей .....	12
1.1.2 Баланс реактивных мощностей .....	13
1.2 Анализ схемы электрической сети района	
1.2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы .....	15
2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	
2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети .....	21
2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	22
2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов	
2.3.2 Установка трансформаторов на электростанции ЭС-2.....	23
2.4 Выбор конфигурации сети .....	23
2.5 Выбор сечений проводов линий электропередачи .....	26
2.6 Выбор оптимального варианта электрической сети района.....	28
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.	32
3.1 Расчет режима максимальных нагрузок .....	32
3.2 Расчет режима минимальных нагрузок .....	35
3.3 Расчет послеаварийных режимов .....	37
3.4 Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима .....	38
4 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ	
4.1 Выбор схем соединения основного оборудования.....	40
4.2 Выбор трансформаторов .....	41
4.2 Выбор сечения КЛ .....	41
4.3 Выбор схем распределительных устройств .....	42
4.4 Расчет суммарного емкостного тока замыканию на землю .....	43
4.4.1 Компенсация емкостного тока.....	44
4.5 Определение мощности ТСН.....	45
4.6 Расчет ТКЗ в максимальных и минимальных режимах .....	47

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8



## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС И РУ

5.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС .....	50
5.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС	
5.2.1 Вводной выключатель секции шин НН ПС .....	52
5.2.2 Секционный выключатель шин НН ПС .....	53
5.2.3 Выключатель трансформатора цеха 10/0.4 кВ.....	54
5.2.4 Выключатель асинхронного двигателя АД4.....	56
5.2.5 Выключатель КЛ к РУ (цеха) .....	57
5.2.6 Выключатель рабочего и резервного ввода РУ (цеха).....	59

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Виды релейной защиты и автоматики на подстанции .....	61
6.2 Типоисполнение устройств релейной защиты и автоматики.....	64
6.2.1 Выбор исполнения УРЗА КЛ 10 кВ .....	64
6.2.2 Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ .....	64
6.2.3 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТМГ 1000/0,4 кВ присоединенного к шинам РУ цеха .....	65
6.2.4 Выбор исполнения УРЗА ВВ 10 кВ секции шин НН ПС .....	65
6.2.5 Выбор исполнения УРЗА СВ 10 кВ шин НН ПС .....	66
6.2.6 Выбор исполнения ЗДЗ КРУ НН ПС .....	66
6.2.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС.....	67
6.2.8 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТРДН-63000 ОРУ ВН .....	67
6.2.9 Выбор исполнения УРЗА транзитной ВЛ 110-220 кВ, отходящей от проектируемой ПС .....	68
6.3 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики силового трансформатора ТРДН-63000/115/10,5 .....	69
6.3.1 Расчет параметров ДЗТ с торможением .....	69
6.3.2 Токовая отсечка трансформатора.....	74

6.3.3 Максимальная токовая защита трансформатора .....	76
6.3.4 Защита от перегрузки трансформатора .....	77
6.3.5 УРОВ .....	78
7 РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ .....	80
7.1 Расчет молние защиты.....	80
7.2 Проверка подстанции ПС-15 на грозоупорность .....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	84
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	85

## ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы сложны: состоят из сотен, связанных между собой элементов, влияющих друг на друга. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы. Таким образом, сначала проведем анализ электрической сети с подключенными новыми объектами, затем приведем расчет проекта главной понизительной подстанции вагоноремонтного завода с выбором силового оборудования и релейной защиты, и автоматики.

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

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

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

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

# 1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

## 1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

### 1.1.1 Баланс активных мощностей

Расчет баланса выполнен по рекомендациям пособия, в соответствии с методикой [3].

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 [5]:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (1.1)$$

где  $\sum P_{Г}$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

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

Баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счет обменной мощности соседней энергосистемы (п/ст 1). Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при ее дефиците в сетевом районе либо потребляет ее при избытке.

Суммарное потребление активной мощности в системе [5]:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}, \quad (1.2)$$

где  $\sum P_{Н}$  – суммарная нагрузка потребителей;

$\sum P_{СН} = (0,04 \div 0,08) \sum P_{Г\text{ уст}}$  – собственные нужды электрических станций;

$\sum P_{Г\text{ уст}}$  – суммарная установленная активная мощность генераторов;

$\sum \Delta P_{Л} = (0,02 \div 0,03) \sum P_{Н}$  – потери мощности в линиях электропередачи.

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_{Н} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{ЭС-1} + P_{ЭС-2}. \quad (1.3)$$

Собственные нужды электрических станций:

$$\sum P_{СН} = 0,06 \cdot \sum P_{Г\text{ уст}} = 0,06 \cdot \left( \sum P_{Г\text{ уст}}^{ЭС-1} + \sum P_{Г\text{ уст}}^{ЭС-2} \right), \quad (1.4)$$

где  $\sum P_{Г\text{ уст}}^{ЭС-1}$  – суммарная установленная активная мощность генераторов на электростанции ЭС-1;

$\sum P_{Г\text{ уст}}^{ЭС-2}$  – суммарная установленная активная мощность генераторов на электростанции ЭС-2.

Потери мощности в линиях электропередачи:

$$\sum \Delta P_{Л} = 0,025 \cdot \sum P_{Н}. \quad (1.5)$$

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН (п/ст 4, 41, 42, 6, 7 и ЭС1):

$$\sum \Delta P_{Т} = 0,0135 \cdot (P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7). \quad (1.6)$$

Подставляя числовые значения в формулы (1.3) – (1.6), получим:

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$\begin{aligned}\sum P_{\text{н}} &= 31 + 35 + 18 + 5 + 5 + 34 + 50 + 16 + 38 + 50 = 282 \text{ МВт}, \\ \sum P_{\text{сн}} &= 0,06 \cdot [2 \cdot 60 + 1 \cdot 60 + (25 + 25 + 60)] = 17,4 \text{ МВт}, \\ \sum P_{\text{л}} &= 0,025 \cdot (31 + 35 + 18 + 5 + 5 + 34 + 50 + 16 + 38 + 50) = 7,05 \text{ МВт}, \\ \sum P_{\text{т}} &= 0,0135 \cdot (18 + 5 + 5 + 50 + 16) = 1,27 \text{ МВт}.\end{aligned}$$

Тогда суммарное потребление активной мощности по формуле (1.2):

$$\sum P_{\text{п}} = 282 + 17,4 + 7,05 + 1,27 = 307,72 \text{ МВт}.$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций:

$$\begin{aligned}\sum P_{\text{Г}} &= \sum P_{\text{Густ}}^{\text{ЭС-1}} + \sum P_{\text{Густ}}^{\text{ЭС-2}}, \\ \sum P_{\text{Г}} &= 2 \cdot 60 + 1 \cdot 60 + (25 + 25 + 60) = 290 \text{ МВт}.\end{aligned}\tag{1.7}$$

Определим необходимую обменную мощность:

$$\begin{aligned}P_{\text{с}} &= \sum P_{\text{Г}} - \sum P_{\text{п}}, \\ P_{\text{с}} &= 290 - 307,72,08 = -17,72 \text{ МВт}.\end{aligned}\tag{1.8}$$

Недостаток активной мощности в сети берется из балансирующего узла.

### 1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\text{Г}} + \sum Q_{\text{з}} \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}},\tag{1.9}$$

где  $\sum Q_{\text{Г}}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

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

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

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

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

Суммарная генерируемая реактивная мощность электростанций:

$$\sum Q_{\text{Г}} = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} \cdot \sum P_{\text{Г}},\tag{1.10}$$

где  $\cos \varphi = 0,95$  – коэффициент мощности генераторов на электростанции.

$$\sum Q_{\text{Г}} = \sqrt{\frac{1}{0,95^2} - 1} \cdot 290 = 95,32 \text{ Мвар}.$$

Зарядную мощность приближенно примем равной 0,03 Мвар/км для одноцепных линий 110 кВ и умножим это значение на суммарную протяженность линий [5]:

$$\sum Q_{\text{з}} = 0,03 \cdot (2 \cdot 70 + 45 + 55 + 35 + 2 \cdot 40 + 50 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 25 + 2 \cdot 45 + 2 \cdot 65) = 21,75 \text{ Мвар}.$$

Суммарное потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum Q_{\text{сн}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{т}},\tag{1.11}$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР				

где  $\sum Q_H = \sum P_H \operatorname{tg} \varphi$  – суммарная реактивная нагрузка потребителей;  
 $\sum Q_{\text{сн}} = \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} \sum P_{\text{сн}}$  – собственные нужды электрических станций;  
 $\operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = 0,62 \div 0,75$  – коэффициент мощности механизмов с.н.;  
 $\sum \Delta Q_{\text{л}}$  – 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.);  
 $\sum \Delta Q_{\text{т}} = (0,05 \div 0,09) \sum S_{\text{т}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах;  
 $\sum S_{\text{т}}$  – полная мощность, проходящая через трансформаторы.

Суммарная реактивная нагрузка потребителей:

$$\begin{aligned} \sum Q_H = & P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 + P_3 \operatorname{tg} \varphi_3 + P_4 \operatorname{tg} \varphi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \varphi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \varphi_{42} + \\ & + P_5 \operatorname{tg} \varphi_5 + P_6 \operatorname{tg} \varphi_6 + P_7 \operatorname{tg} \varphi_7 + P_{\text{ЭС-1}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭС-1}} + P_{\text{ЭС-2}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ЭС-2}}. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Собственные нужды электрических станций:

$$\sum Q_{\text{сн}} = 0,685 \cdot \sum P_{\text{сн}} = 0,065 \cdot 0,06 \cdot \sum P_{\text{Г уст}}. \quad (1.13)$$

Потери мощности в линиях электропередачи:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0,015 \cdot \sum |S_{\text{н}}^{35}| + 0,05 \cdot \sum |S_{\text{н}}^{110}|, \quad (1.14)$$

где  $\sum |S_{\text{н}}^{35}| = |S_4 + S_{41} + S_{42}|$  – полная мощность, передаваемая по ЛЭП 35 кВ;

$\sum |S_{\text{н}}^{110}| = |S_2 + S_3 + S_4 + S_{41} + S_{42} + S_5 + S_6 + S_7|$  – полная мощность, передаваемая по ЛЭП 110 кВ.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 0,07 \cdot \sum (S_4 + S_{41} + S_{42} + S_6 + S_7), \quad (1.15)$$

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

$$\begin{aligned} \sum Q_H = & 31 \cdot 0,42 + 35 \cdot 0,42 + 18 \cdot 0,51 + 5 \cdot 0,48 + 5 \cdot 0,42 + 34 \cdot 0,56 + \\ & + 50 \cdot 0,45 + 16 \cdot 0,51 + 38 \cdot 0,51 + 50 \cdot 0,62 = 141,48 \text{ Мвар}, \end{aligned}$$

$$\sum Q_{\text{сн}} = 0,685 \cdot 0,06 \cdot 290 = 11,92 \text{ Мвар},$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_{\text{л}} = & 0,015 \cdot (12,98 + 3,39 + 2,97) + \\ & + 0,05 \cdot (18,41 + 20,79 + 12,98 + 26,93 + 31,82 + 11,54 + 27,41 + 43,84) \\ & = 9,98 \text{ Мвар}, \end{aligned}$$

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 0,07 \cdot (12,98 + 3,39 + 2,97 + 31,82 + 11,54) = 4,39 \text{ Мвар}.$$

Тогда суммарное потребление реактивной мощности по формуле (1.11):

$$\sum Q_H = 141,48 + 11,92 + 9,98 + 4,39 = 167,8 \text{ Мвар}.$$

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР					

Проверим выполнение условий баланса реактивной мощности:

$$\sum Q_r + \sum Q_3 - \sum Q_{\pi} = 0, \quad (1.16)$$

$$95,32 + 21,75 - 167,8 = -50,73 \text{ Мвар.}$$

Недостаток реактивной мощности в сети берется из балансирующего узла.

## 1.2 Анализ схемы электрической сети района

### 1.2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая, источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4. Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий  $I_{\text{нб}}$  превысят допустимые для заданных сечений  $I_{\text{доп}}$  или наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{нб}}$  превысит допустимую величину  $\Delta U_{\text{доп}}$ .

По справочным данным [6] определим погонные параметры ВЛЭП:

— для провода АС-50/8:

$$r_{01} = 0,603 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \quad x_{01} = 0,427 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

— для провода АС-70/11:

$$r_{02} = 0,422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \quad x_{02} = 0,408 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Параметры линий электропередачи представлены в таблице 5.

Допустимые длительные токи для заданных сечений взяты из справочной литературы [6] и также определены параметры линий с учетом их длины.

Таблица 5 – Параметры линий электропередачи

Параметры	Линии электропередачи		
	АС-70/11 20 км	АС-50/8 15 км	АС-50/8 8 км
$r_i$ , Ом	8,44	9,05	4,82
$x_i$ , Ом	8,16	6,41	3,42
$I_{\text{доп}}$ , А	265	210	

Для проверки первого условия рассмотрим все возможные послеаварийные режимы работы сети.

Для каждого послеаварийного режима работы определим потери мощности в линии по формуле:

$$\Delta S = \left( \frac{S^k}{U_{\text{ном}}} \right)^2 Z, \quad (1.17)$$

где  $\underline{S}^k$  – полная мощность в конце линии, МВА,

$\underline{Z}$  – полное сопротивление линии, Ом

$$\text{Ток, протекающий по линии: } \underline{I} = \frac{\underline{S}^k}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (1.18)$$

1) Отключение линии 4-41 (АС-70/11, 20 км).

Вычислим потери мощности в линии 42-41 по формуле (1.19):

$$\Delta S_{42-41} = \left( \frac{\underline{S}_{41}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \underline{Z}_{42-41} = \left( \frac{5 + j2,4}{35 \cdot 10^3} \right)^2 (4,82 + j3,42) = -0,009 + j0,15 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 4-42:

$$\begin{aligned} \Delta S_{4-42} &= \left( \frac{\underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} + \Delta S_{42-41}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \underline{Z}_{4-42} = \left( \frac{5 + j2,4 + 5 + j2,1 - 0,009 + j0,15}{35 \cdot 10^3} \right)^2 \times \\ &\times (9,05 + j6,41) = -0,09 + j1,1 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Определим ток в линии 4-42 по формуле (1.20):

$$\begin{aligned} I_{4-42 \text{ п/ав}} &= \frac{\underline{S}_{41}^* + \Delta S_{42-41}^* + \underline{S}_{42}^* + \Delta S_{4-42}^*}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{5 - j2,4 - 0,009 - j0,15 + 5 - j2,1 - 0,09 - j1,1}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 166 - j94,8 \text{ А,} \\ I_{4-42 \text{ п/ав}} &= \sqrt{166^2 + 94,8^2} = 192 \text{ А.} \end{aligned}$$

Ток в линии 42-41:

$$\begin{aligned} I_{42-41 \text{ п/ав}} &= \frac{\underline{S}_{41}^* + \Delta S_{42-41}^*}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{5 - j2,4 - 0,009 - j0,15}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 82,6 - j42 \text{ А,} \\ I_{4-42 \text{ п/ав}} &= \sqrt{82,6^2 + 42^2} = 92,7 \text{ А.} \end{aligned}$$

Ток в линиях не превышает допустимые значения.

2) Отключение линии 4-42 (АС-50/8, 15 км).

Вычислим потери мощности в линии 42-41 по формуле (1.19):

$$\Delta S_{42-41} = \left( \frac{\underline{S}_{42}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \underline{Z}_{42-41} = \left( \frac{5 + j2,1}{35 \cdot 10^3} \right)^2 (4,82 + j3,42) = 0,02 + j0,14 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 4-41:

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16



$$\Delta \underline{S}_{4-41} = \left( \frac{\underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}_{42-41}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \underline{Z}_{4-41} = \left( \frac{5 + j2,4 + 5 + j2,1 + 0,02 + j0,14}{35 \cdot 10^3} \right)^2 \times \\ \times (8,44 + j8,16) = -0,07 + j1,17 \text{ МВА.}$$

Определим ток в линии 4-41 по формуле (1.20):

$$\underline{I}_{4-41 \text{ п/ав}} = \frac{\underline{S}_{42}^* + \Delta \underline{S}_{42-41}^* + \underline{S}_{41}^* + \Delta \underline{S}_{4-41}^*}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \\ = \frac{5 - j2,4 + 0,02 - j0,14 + 5 - j2,1 - 0,07 - j1,17}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 164,1 - j95,9 \text{ А,}$$

$$I_{4-41 \text{ п/ав}} = \sqrt{164,1^2 + 95,9^2} = 190 \text{ А.}$$

Ток в линии 42-41:

$$\underline{I}_{42-41 \text{ п/ав}} = \frac{\underline{S}_{42}^* + \Delta \underline{S}_{42-41}^*}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{5 - j2,1 + 0,02 - j0,14}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 82,9 - j37 \text{ А,}$$

$$I_{4-42 \text{ п/ав}} = \sqrt{82,9^2 + 37^2} = 90,7 \text{ А.}$$

Токи в линиях не превышают допустимые значения (таблица 5).

3) Отключение линии 41-42 (АС-50/8, 8 км).

Вычислим потери мощности в линии 4-41 по формуле (1.19):

$$\Delta \underline{S}_{4-41} = \left( \frac{\underline{S}_{41}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \underline{Z}_{4-41} = \left( \frac{5 + j2,4}{35 \cdot 10^3} \right)^2 (8,44 + j8,16) = -0,03 + j0,3 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 4-42:

$$\Delta \underline{S}_{4-42} = \left( \frac{\underline{S}_{42}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \underline{Z}_{4-42} = \left( \frac{5 + j2,1}{35 \cdot 10^3} \right)^2 (9,05 + j6,41) = 0,04 + j0,26 \text{ МВА.}$$

Определим ток в линии 4-41 по формуле (1.20):

$$\underline{I}_{4-41 \text{ п/ав}} = \frac{\underline{S}_{41}^* + \Delta \underline{S}_{4-41}^*}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{5 - j2,4 - 0,03 - j0,3}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 82 - j44,4 \text{ А,}$$

$$I_{4-41 \text{ п/ав}} = \sqrt{82^2 + 44,4^2} = 93 \text{ А.}$$

Ток в линии 4-42:

$$\underline{I}_{4-42 \text{ п/ав}} = \frac{\underline{S}_{42}^* + \Delta \underline{S}_{4-42}^*}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{5 - j2,1 + 0,04 - j0,26}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 83,2 - j39 \text{ А,}$$

$$I_{4-42 \text{ п/ав}} = \sqrt{83,2^2 + 39^2} = 92 \text{ А.}$$

Токи в линиях не превышают допустимые значения (таблица 5).

Проверим выполнение второго условия:

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (1.19)$$

где  $\Delta U_{\text{нб}}$  – наибольшая потеря напряжения,

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимое значение потери напряжения.

Перейдём к схеме на рисунке, разрезав сеть 35 кВ по п/ст-4 (рисунок 1.1).

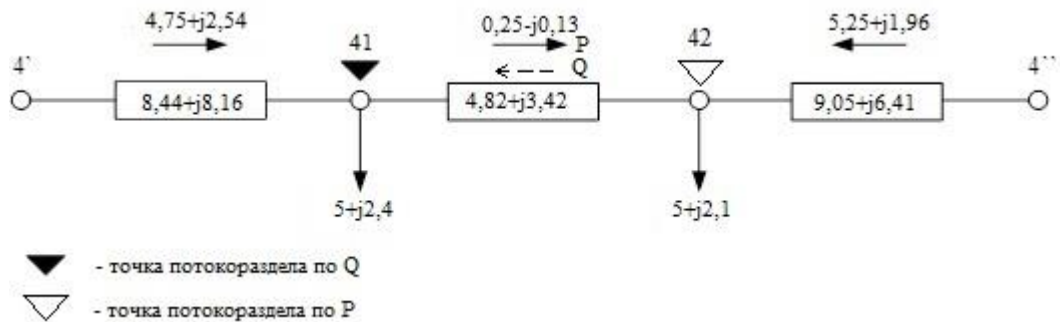


Рисунок 1.1 – Схема замещения сети 35 кВ

Рассчитаем потоки мощности на головных участках сети.

Участок 4'-41:

$$\underline{S}_{4'-41} = \frac{\underline{S}_{41} \left( \underline{Z}_{41-42}^* + \underline{Z}_{42-4''}^* \right) + \underline{S}_{42} \left( \underline{Z}_{42-4''}^* \right)}{\underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* + \underline{Z}_{42-4''}^*}. \quad (1.20)$$

Участок 4''-42:

$$\underline{S}_{4''-42} = \frac{\underline{S}_{42} \left( \underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* \right) + \underline{S}_{41} \left( \underline{Z}_{4'-41}^* \right)}{\underline{Z}_{4'-41}^* + \underline{Z}_{41-42}^* + \underline{Z}_{42-4''}^*}. \quad (1.21)$$

Подставив числовые значения в формулы (1.22) и (1.23), получим:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{4'-41} &= \frac{(5 + j2,4) \cdot (4,82 - j3,42 + 9,06 - j6,41) + (5 + j2,1) \cdot (9,06 - j6,41)}{(8,44 - j8,16) + (4,82 - j3,42) + (9,06 - j6,41)} = \\ &= 4,75 + j2,54 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{4''-42} &= \frac{(5 + j2,1) \cdot (4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,16) + (5 + j2,4) \cdot (8,44 - j8,16)}{(8,44 - j8,16) + (4,82 - j3,42) + (9,06 - j6,41)} = \\ &= 5,25 + j1,96 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сделаем проверку:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{4'-41} + \underline{S}_{4''-42} &= \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}, \quad (1.22) \\ \underline{S}_{4'-41} + \underline{S}_{4''-42} &= (4,75 + j2,54) + (5,25 + j1,96) = 10 + j4,5 \text{ МВА,} \\ \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} &= (5 + j2,4) + (5 + j2,1) = 10 + j4,5 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Условие выполняется.

По балансу мощности определим поток на участке 41-42:

$$\underline{S}_{41-42} = -\underline{S}_{4'-41} + \underline{S}_{41}, \quad (1.23)$$

$$\underline{S}_{41-42} = -(4,75 + j2,54) + (5 + j2,4) = 0,25 - j0,14 \text{ МВА.}$$

Значит, точка потокораздела по реактивной мощности – точка 41,  
точка потокораздела по активной мощности – точка 42

Определим наибольшую потерю напряжения  $\Delta U_{\text{нб}}$  как сумму потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-41} = \Delta U_{4''-42} + U_{42-41}, \quad (1.24)$$

при этом для любого участка

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (1.25)$$

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

Участок 4'-41:

$$\Delta U_{4'-41} = \frac{P_{4'-41} \cdot r_{4'-41} + Q_{4'-41} \cdot x_{4'-41}}{U_{\text{ном}}}. \quad (1.26)$$

Подставив числовые значения в формулы (1.28) и (1.26), получим:

$$\Delta U_{4'-41} = \frac{4,75 \cdot 8,44 + 2,54 \cdot 8,16}{35 \cdot 10^3} = 1,74 \text{ кВ,}$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-41} = 1,74 \text{ кВ.}$$

Нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$  от номинального напряжения электрической сети. [3]

Сопоставим полученное значение с допустимым значением потери напряжения  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,05 \cdot 35 = 1,75$  кВ: наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{нб}} = 1,74$  кВ не превышает допустимую  $\Delta U_{\text{доп}} = 1,75$  кВ.

Для проведения в дальнейшем технико-экономических расчётов (ТЭР) рассчитаем потери мощности для всех участков сети:

$$\Delta P = \frac{(P_{4'-41}^2 + Q_{4'-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{4'-41} + \frac{(P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{42-41} + \frac{(P_{4''-42}^2 + Q_{4''-42}^2)}{U_{\text{ном}}^2} r_{4''-42}, \quad (1.27)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{4'-41}^2 + Q_{4'-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{4'-41} + \frac{(P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{42-41} + \frac{(P_{4''-42}^2 + Q_{4''-42}^2)}{U_{\text{ном}}^2} x_{4''-42}. \quad (1.28)$$

Подставим числовые значения в формулы (1.42), (1.43):

$$\Delta P = \frac{(4,75^2 + 2,54^2)}{35^2} \cdot 8,44 + \frac{(0,25^2 + 0,14^2)}{35^2} \cdot 4,82 + \frac{(5,25^2 + 1,96^2)}{35^2} \cdot 9,05 = 0,43 \text{ МВт,}$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$\Delta Q = \frac{(4,75^2 + 2,54^2)}{35^2} \cdot 8,16 + \frac{(0,25^2 + 0,14^2)}{35^2} \cdot 3,42 + \frac{(5,25^2 + 1,96^2)}{35^2} \cdot 6,41 = 0,36 \text{ МВАр.}$$

Определим нагрузку на шины 35 кВ п/ст-4 в режиме максимальных нагрузок:

$$\underline{S}_{35 \max} = \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} + (\Delta P + j\Delta Q), \quad (1.29)$$

$$\underline{S}_{35 \max} = (5 + j2,4) + (5 + j2,1) + (0,43 + j0,36) = 10,43 + j4,86 \text{ МВА.}$$

И в режиме минимальных нагрузок:

$$\underline{S}_{35 \min} = 0,7 \underline{S}_{35 \max} = 0,7(10,43 + j4,86) = 7,3 + j3,4 \text{ МВА.}$$

По результатам расчетов, реконструкция в указанной сети не нуждается.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

## 2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

Номинальное напряжение отдельной линии электропередачи определяется передаваемой по линии мощностью и расстоянием, на которое эта мощность передается. В связи с этим имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии. Воспользуемся эмпирической формулой Илларионова [3]:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

где  $U_{\text{эк}}$  – экономически выгодное напряжение, кВ;

$L$  – длина линии электропередачи, км;

$P$  – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

По формуле (2.1) рассчитаем экономически выгодное напряжение проектируемых линии 6', 6'', 7', 7'', II' и II'':

$$U_{\text{II' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{(180 - 50 - 10,8)/2}}} = 137 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{II'' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{65} + \frac{2500}{(180 - 50 - 10,8)/2}}} = 142 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{6' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{50/2}}} = 91 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{6'' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{50/2}}} = 95 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{7' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25} + \frac{2500}{16/2}}} = 55 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{7'' эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{40} + \frac{2500}{16/2}}} = 56 \text{ кВ}.$$

Предварительная оценка номинального напряжения показала, что номинальное напряжение следует принять равным 110 кВ.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Выбор номинального напряжения электрической сети является в общем случае задачей технико-экономического сравнения различных вариантов. Здесь, как правило, необходимо учитывать затраты не только на линии электропередачи, но и на подстанции.

Поскольку рассматриваемый район электрической сети выполнен на напряжении 110 кВ, номинальное напряжение проектируемых линий принимаем также равным 110 кВ.

## 2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

Из комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор схемы, можно выделить основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей,
- приспособленность к проведению ремонтных работ,
- оперативная гибкость электрической схемы,
- экономическая целесообразность.

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между распределительными устройствами (РУ) разного напряжения и связи между этими РУ.

Структурные схемы электростанций могут быть блочными, с генераторным распределительным устройством (ГРУ) и комбинированными. Схемы выдачи электроэнергии современных электростанций характерны блочным соединением генераторов с трансформаторами [7].

Проектируемая электростанция ЭС-2 будет иметь в своём составе три энергоблока 60 МВт. Вблизи электростанции отсутствуют потребители напряжением 6-10 кВ, поэтому сооружение распределительного устройства генераторного напряжения (ГРУ) нецелесообразно.

Примем к реализации схему с блочным соединением генераторов с трансформаторами (рисунок 2.1).

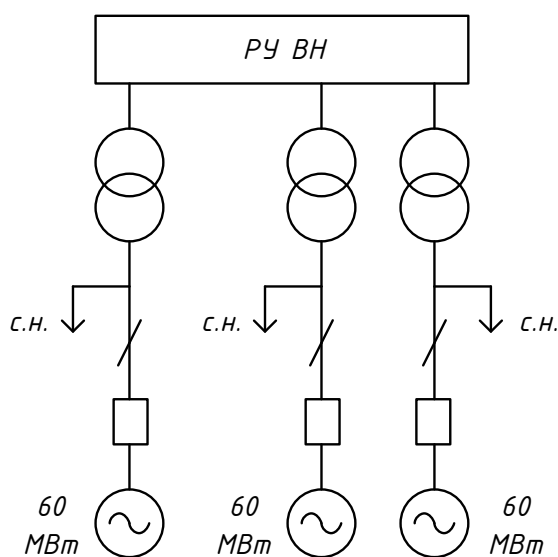


Рисунок 2.1 – Структурная схема электростанции ЭС-2

Преимуществом блочной схемы является ее экономичность и сокращение протяженности трубопроводов и количества запорно-регулирующих органов. В блоках устанавливается генераторный выключатель, что повышает надежность питания с.н. и РУ ВН, так как при этом исключаются многочисленные операции в РУ с.н. по переводу питания с рабочего на резервный трансформатор с.н. при каждом останове и пуске энергоблока и исключаются операции выключателями высокого напряжения[7].

### 2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

#### 2.3.2 Установка трансформаторов на электростанции ЭС-2

На электростанции ЭС-2 к реализации принята блочная схема соединения трансформатора и генератора. На ответвлении к блоку подсоединена только нагрузка собственных нужд.

Блочный трансформатор должен обеспечивать выдачу всей выработанной генератором мощности, что возможно при выполнении условия:

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_{T \text{ расч}} = S_{G \text{ ном}} - S_{CH}, \quad (2.2)$$

где  $S_{T \text{ расч}}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$S_{G \text{ ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВА;

$S_{CH} = 0,06 \cdot S_{G \text{ ном}}$  – мощность собственных нужд, МВА.

Для блока мощностью 60 МВт расчётная мощность по формуле (2.4):

$$\begin{aligned} S_{T \text{ расч}} &= \sqrt{(P_{G \text{ ном}} - P_{CH})^2 + (Q_{G \text{ ном}} - Q_{CH})^2} = \\ &= \sqrt{(P_{G \text{ ном}} - 0,06P_{G \text{ ном}})^2 + \left( P_{G \text{ ном}} \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} - 0,06P_{G \text{ ном}} \operatorname{tg} \varphi_{CH} \right)^2} = \\ &= \sqrt{(60 - 0,06 \cdot 60)^2 + \left( 60 \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} - 0,06 \cdot 60 \cdot 0,685 \right)^2} = 63,1 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Выбираем три трансформатора силовых трехфазных двухобмоточных типа ТДЦ-80000/110 с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, с регулированием напряжения без нагрузки (ПБВ) со стороны ВН с диапазоном регулирования  $\pm 2 \times 2,5\%$ , номинальной мощностью 80 МВА [6].

### 2.4 Выбор конфигурации сети

Конфигурация электрической сети определяется схемой соединения основных объектов энергосистемы для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей качественной электроэнергией.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

В рассматриваемом районе электрической сети все потребители в основном относятся к электроприемникам второй категории надежности электроснабжения.

«Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.» [1]

«Независимый источник питания – источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.» [1]

С учётом выше сформулированных требований, можно выделить несколько вариантов электроснабжения вводимых объектов:

Электроснабжение подключаемой нагрузки 6 может осуществляться:

1. двумя одноцепными линиями 6' и 6",
2. одной двухцепной линией 6',
3. одной двухцепной линией 6".

Электроснабжение подключаемой нагрузки 7 может осуществляться:

1. двумя одноцепными линиями 7' и 7",
2. одной двухцепной линией 7',
3. одной двухцепной линией 7".

Электроснабжение подключаемой электростанции ЭС-2 осуществляется:

1. двумя одноцепными линиями II' и II",
2. одной двухцепной линией II',
3. одной двухцепной линией II".

Из рассмотренных вариантов схем электроснабжения к дальнейшему рассмотрению принимаем изображенные на рисунках 2.2 и 2.3.



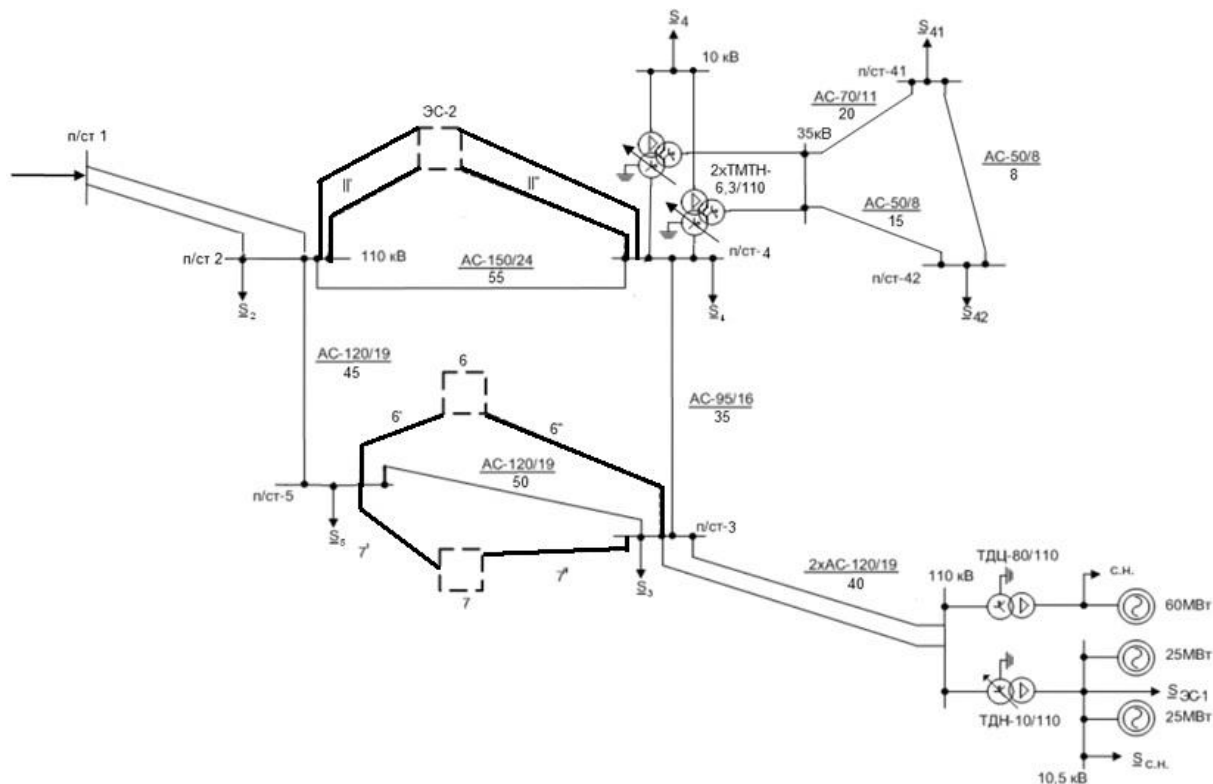


Рисунок 2.2 – Первый вариант схемы электроснабжения вводимых объектов

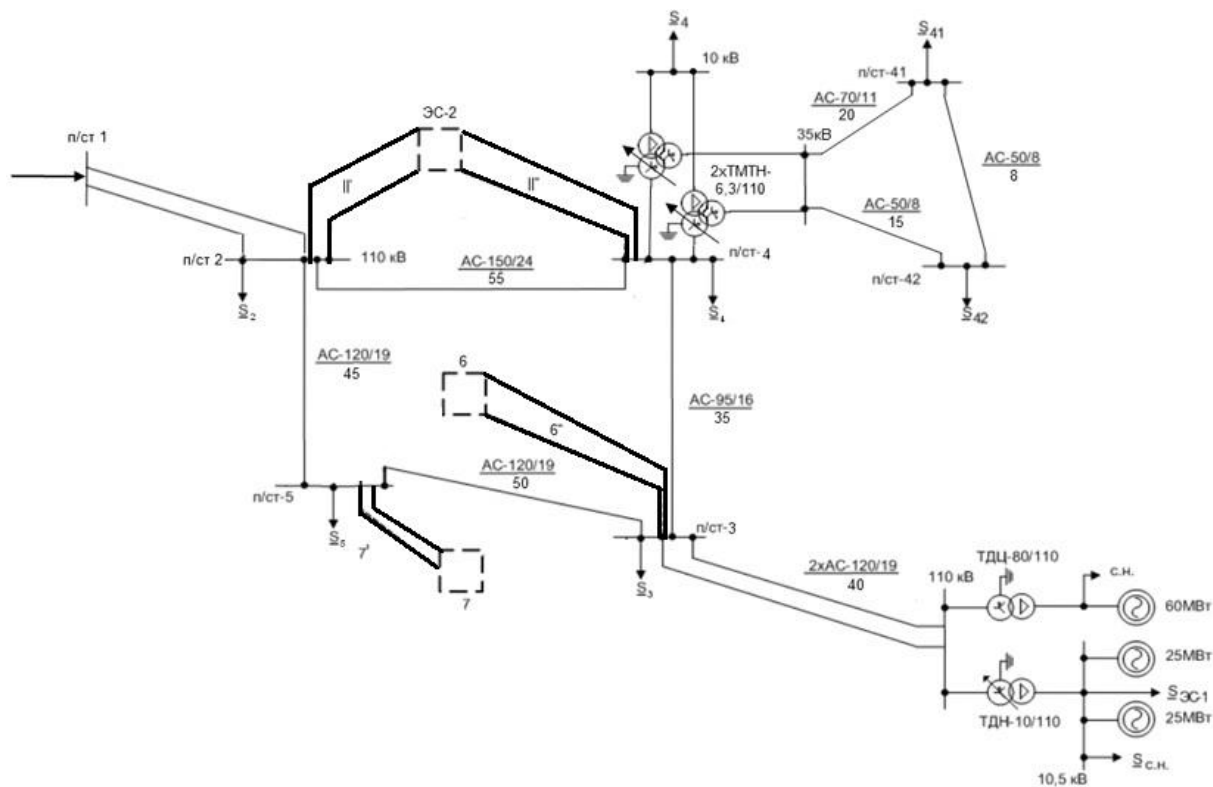


Рисунок 2.3 – Второй вариант схемы электроснабжения вводимых объектов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Лист

25

## 2.5 Выбор сечений проводов линий электропередачи

При выборе сечения проводов нужно учитывать, что при увеличении площади поперечного сечения уменьшаются потери в проводе, но происходит увеличение стоимости провода. Поэтому выбор сечения проводов производится по нормированным обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока.

Нормированное значение экономической плотности тока при числе часов использования максимума нагрузки  $T_{нб} = 6000$  ч равно  $j_{эк} = 1 \frac{А}{мм^2}$  [6].

Экономически целесообразное сечение определяется из соотношения:

$$F = \alpha_n \frac{I_{нб}}{j_{эк}}, \quad (2.3)$$

где  $\alpha_n = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока нагрузки по годам эксплуатации;

$I_{нб}$  – расчётный ток линии при её эксплуатации, А.

Расчётный ток нормального режима вычисляется по формуле:

$$I_{норм} = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} U_{ном}}, \quad (2.4)$$

где  $n$  – количество параллельных линий или цепей;

$S_{нагр}$  – поток мощности по одной цепи, МВА;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ.

Для каждого из двух намеченных вариантов сети в п. 2.4 рассчитаем токи нормальных режимов и определим сечения проводов ЛЭП по формулам (2.6) и (2.5).

Для первого варианта схемы электроснабжения (рисунок 2.2):  
двухцепные ЛЭП

— двухцепные ЛЭП:

$$P_{II'} = P_{II''} = \frac{1}{2} (3 \cdot 60 - 0,06 \cdot 3 \cdot 60 - 50) = 59,6 \text{ МВт},$$

$$Q_{II'} = Q_{II''} = \frac{1}{2} (3 \cdot 60 - 0,06 \cdot 3 \cdot 60 \sqrt{\frac{1}{0,89^2} - 1} - 31) = 24,4 \text{ Мвар},$$

$$I_{II'} = I_{II''} = \frac{\sqrt{59,6^2 + 24,4^2} \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 169 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{169}{1} = 169 \text{ мм}^2,$$

Ближайшее стандартное сечение – 185 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-185/29 [6].

— двухцепная ЛЭП 6:

$$I_{6'} = I_{6''} = \frac{\sqrt{50^2 + 22,5^2 \cdot 10^3}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 144 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{144}{1} = 144 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение – 150 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-150/19 [6].

— одноцепная ЛЭП 7:

$$I_{7'} = I_{7''} = \frac{\sqrt{(16)^2 + (8,16)^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 94 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{94}{1} = 94 \text{ мм}^2,$$

Ближайшее стандартное сечение – 95 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-95/16 [6].

Для второго варианта схемы электроснабжения (рисунок 2.3):

— двухцепные ЛЭП II' и II'':

$$P_{II'} = P_{II''} = \frac{1}{2}(3 \cdot 60 - 0,06 \cdot 3 \cdot 60 - 50) = 59,6 \text{ МВт},$$

$$Q_{II'} = Q_{II''} = \frac{1}{2}(3 \cdot 60 - 0,06 \cdot 3 \cdot 60 \sqrt{\frac{1}{0,89^2} - 1} - 31) = 24,4 \text{ МВАр},$$

$$I_{II'} = I_{II''} = \frac{\sqrt{59,6^2 + 24,4^2 \cdot 10^3}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 169 \text{ А},$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{169}{1} = 169 \text{ мм}^2,$$

					П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Ближайшее стандартное сечение – 185 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-185/29 [6].

— двухцепная ЛЭП 6:

$$I_{6'} = I_{6''} = \frac{\sqrt{50^2 + 22,5^2 \cdot 10^3}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 144 \text{ А,}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{144}{1} = 144 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение – 150 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-150/19 [6].

— двухцепная ЛЭП 7:

$$I_{7'} = I_{7''} = \frac{\sqrt{(16)^2 + (8,16)^2 \cdot 10^3}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 47 \text{ А,}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{47}{1} = 47 \text{ мм}^2,$$

Ближайшее стандартное сечение – 70 мм<sup>2</sup>. Принимаем к установке сталеалюминевый провод типа АС-70/11 [6].

Данные сечения подобраны из линейки применяемых сечений проводов, они рассчитаны через экономическую плотность тока, поэтому в послеаварийном режиме (при отключении 1 линии) они будут проходить проверку по току.

Минимальное допустимое сечение проводов ЛЭП 110 кВ по условиям короны – 70 мм<sup>2</sup>[6] поэтому проверку выбранных проводов по условиям короны проводить не будем.

## 2.6 Выбор оптимального варианта электрической сети района

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путём оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект[6].

Для выбранного варианта сети должны быть определены технико-экономические показатели. Важнейшим технико-экономическим показателем являются капитальные вложения:

$$k = k_{\text{л}} + k_{\text{эс}} + k_{\text{пс}}. \quad (2.5)$$

где  $k_{\text{л}}$  – капитальные вложения, необходимые для сооружения ЛЭП;

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

$k_{эс}$  – капитальные вложения в сооружение электростанций;

$k_{пс}$  – капитальные вложения в сооружение подстанций.

При этом, капитальные вложения в сооружение электростанций и подстанций для обоих вариантов одинаковы, поэтому учитывать их не будем.

Вторым основным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования в течение одного года:

$$И = И_A + И_э, \quad (2.6)$$

где  $P_{л}$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП;

$P_{об}$  – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание энергетического оборудования электростанций и подстанций;

$И_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии за год (примем равными нулю).

Указанные выше технико-экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_H k + И, \quad (2.7)$$

где  $E_H = 0,2$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений.

Пользуясь приведенными выше формулами произведем сравнение ранее намеченных вариантов электрической сети района.

Капитальные вложения, необходимые для сооружения ЛЭП взяты из справочной литературы [2].

Стоимость одноцепной ЛЭП 110 кВ на железобетонных свободностоящих промежуточных опорах со сталеалюминевым проводом сечением до 150 мм<sup>2</sup> – 799 тыс. руб/км, сечением 185-240 мм<sup>2</sup> – 893 тыс. руб/км .

Для двухцепной ЛЭП 110 кВ со сталеалюминевым проводом сечением до 150 мм<sup>2</sup> – 1081 тыс. руб/км, сечением 185-240 мм<sup>2</sup> – 1551 тыс. руб/км.

Рассмотрим первый вариант схемы электроснабжения (рисунок 4).

Капитальные затраты в первый вариант схемы по формуле (2.7):

$$K_{л} = 1551 \cdot (45 + 65) + 1081 \cdot (25 + 50) + 779 \cdot (25+40) = 289\,500 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные вложения в подстанции:

$$K_{пс} = 1350 \cdot P_{пс} = 1350 \cdot (69,2 + 11,54) = 108\,900 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию:

$$K_{эс} = 5000 \cdot P_{эс} = 5000 \cdot (3 \cdot 60 + 110) = 1\,450\,000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K = 289500 + 108900 + 1450000 = 1\,848\,400 \text{ тыс.руб.}$$

Определим издержки для электрической сети по формуле (2,6):

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

$$И = И_A + И_э$$

где  $И_A$  – издержки на обслуживание сети и амортизацию определяются по формуле

Издержки на обслуживание сети и амортизацию определяются по формуле:

$$И_A = (P_{ал} + P_{ор.л}) \cdot K_{л} + (P_a + P_{ор}) \cdot (K_{пс} + K_{эс}), \quad (2.8)$$

где  $P_{ал}$ ,  $P_{ор.л}$  – коэффициент затрат на амортизацию, обслуживание и ремонт линий, 2,5% и 0,3 %;  $P_a$ ,  $P_{ор}$  – коэффициент затрат на амортизацию, обслуживание и ремонт подстанции и электростанции, 3% и 0,2% [2].

Подставив численные значения в формулу (2.8), получим:

$$И_A = (0,025 + 0,003) \cdot 289500 + (0,03 + 0,002) \cdot 1558900 = 57990 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$И_э = Z_э \cdot P_{наиб} \cdot \tau \quad (2.9)$$

где  $Z_э$  – стоимость потерь электроэнергии, 2,1 тыс.руб/МВт·ч [2]

$\tau$  – время наибольших потерь электроэнергии, 6342 ч/год[2].

Подставив числовые значения в формулу (2.9), получим:

$$И_э = 2,1 \cdot 10,5 \cdot 6342 = 139841 \text{ тыс. руб.}$$

Подставив числовые значения в формулу (2.6), получим:

$$И = 139841 + 57990 = 197831 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты по формуле (2.7) для первого варианта:

$$З = 0,2 \cdot 1848400 + 197831 = 567511 \text{ тыс. руб.}$$

Проведем расчет приведенных затрат для второго варианта.

Капитальные вложения в линии для второго варианта:

$$K_{л} = 1551 \cdot (45 + 65) + 1081 \cdot 50 + 1081 \cdot 25 = 251\,685 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные вложения в подстанции:

$$K_{пс} = 1350 \cdot P_{пс} = 1350 \cdot (69,2 + 11,54) = 108\,900 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электростанцию:

$$K_{эс} = 5000 \cdot P_{эс} = 5000 \cdot (3 \cdot 60 + 110) = 1\,450\,000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K = 251\,685 + 108\,900 + 1\,450\,000 = 1\,810\,585 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание сети и амортизацию (2.8):

$$И_A = (0,025 + 0,003) \cdot 251\,685 + (0,03 + 0,002) \cdot 1558900 = 56931 \text{ тыс.руб}$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Подставив числовые значения в формулу (2.9), получим:

$$I_3 = 2,1 \cdot 9,4 \cdot 6342 = 125191 \text{ тыс. руб.}$$

Подставив числовые значения в формулу (2.6), получим:

$$И = 125191 + 56931 = 182122 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты по формуле (2.7) для второго варианта:

$$З = 0,2 \cdot 1810585 + 182122 = 544239 \text{ тыс. руб.}$$

Сравним полученные значения приведенных затрат:

$$\delta = \frac{|z_1 - z_2|}{\frac{(z_1 + z_2)}{2}} 100\% = \frac{|567511 - 544239|}{\frac{(567511 + 544239)}{2}} 100\% = 5,1\%.$$

Относительная разница затрат  $\delta > 5\%$ , следовательно, стоит отдать предпочтение второму варианту, так как он более экономичен.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3 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.

#### 3.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о нагрузке линий представлены в таблице 9 (в расчёте на одну цепь).

В таблице 10 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



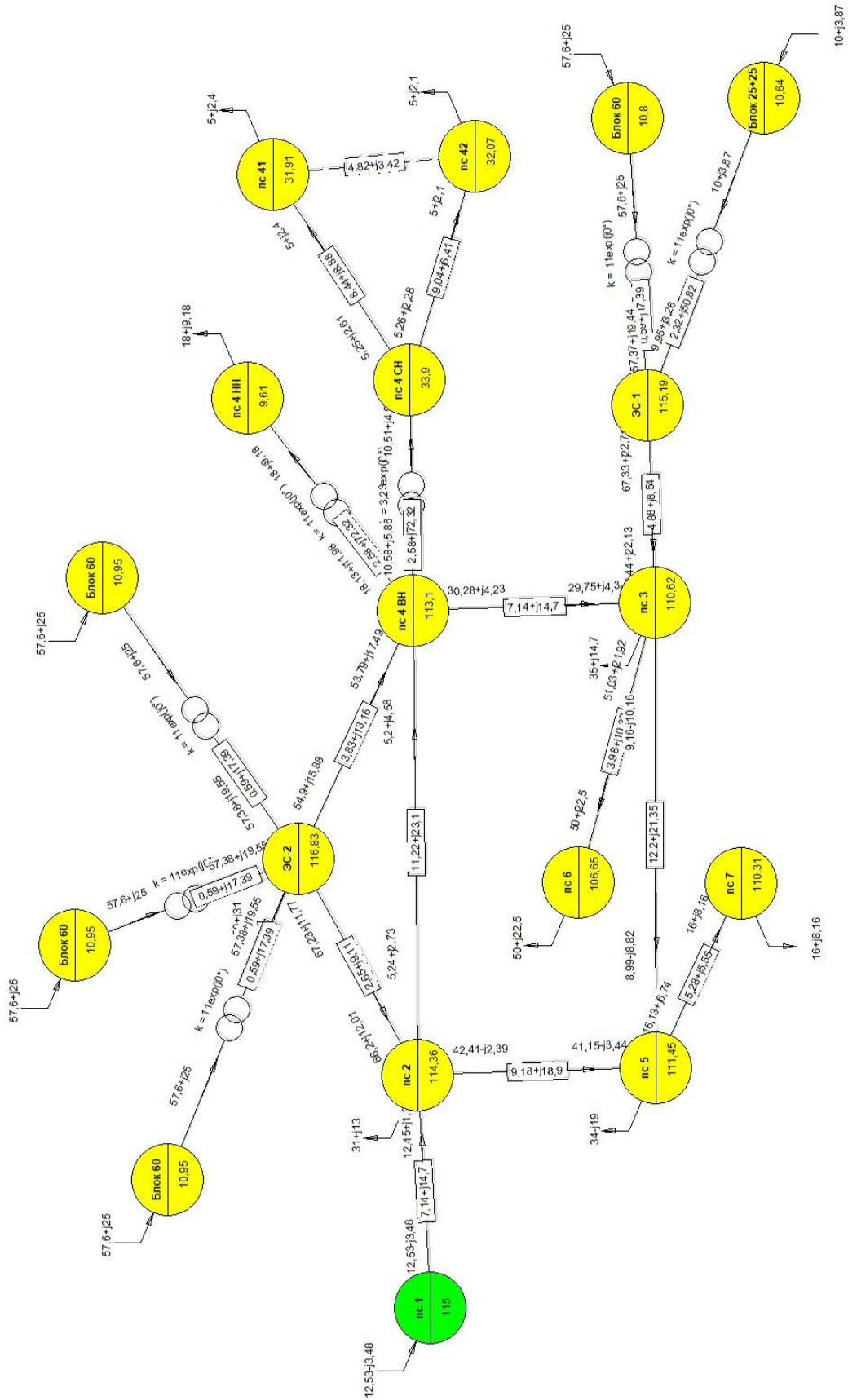


Рисунок 3.1 – Карта режима максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Таблица 9 – Данные о загрузке линий в режиме максимальных нагрузок

УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А
ЭС-2	п/ст2	2хАС-185/29	33,58	169,28	510
ЭС-2	п/ст4	2хАС-185/29	27,41	142,84	510
п/ст2	п/ст5	АС-120/24	42,41	214,26	390
п/ст3	п/ст5	АС-120/19	9,16	68,32	390
п/ст4	п/ст3	АС-95/16	30,28	156,52	330
п/ст3	п/ст6	2хАС-150/29	25,51	146,72	450
п/ст5	п/ст7	2хАС-70/11	8,07	46,12	265
п/ст2	п/ст4	АС-150/24	5,24	32,39	450
п/ст4 СН	п/ст41	АС-70/11	5,25	100,15	265
п/ст4 СН	п/ст42	АС-70/11	5,26	97,63	265
ЭС-1	п/ст3	2хАС-120/19	33,66	179,22	390
п/ст1	п/ст2	2хАС-150/24	6,27	31,56	450

Таблица 10 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст1	110	115	4,55
п/ст2	110	114,36	3,96
ЭС-2	110	116,83	6,21
п/ст4	110	113,1	2,82
п/ст5	110	111,45	1,32
п/ст3	110	110,62	0,56
п/ст6	110	106,65	-3,05
п/ст7	110	110,31	0,28
п/ст4 СН	35	33,9	-3,14
п/ст41	35	31,91	-8,83
п/ст42	35	32,07	-8,37
ЭС-1	110	115,19	4,72
п/ст4 НН	10	9,61	-3,9

В режиме максимальных нагрузок значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов.

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение -8,83% наблюдается на п/ст41.

### 3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок характеризуется невысоким энергопотреблением. Для расчета режима нагрузок принимаются 0,7 от максимальных.

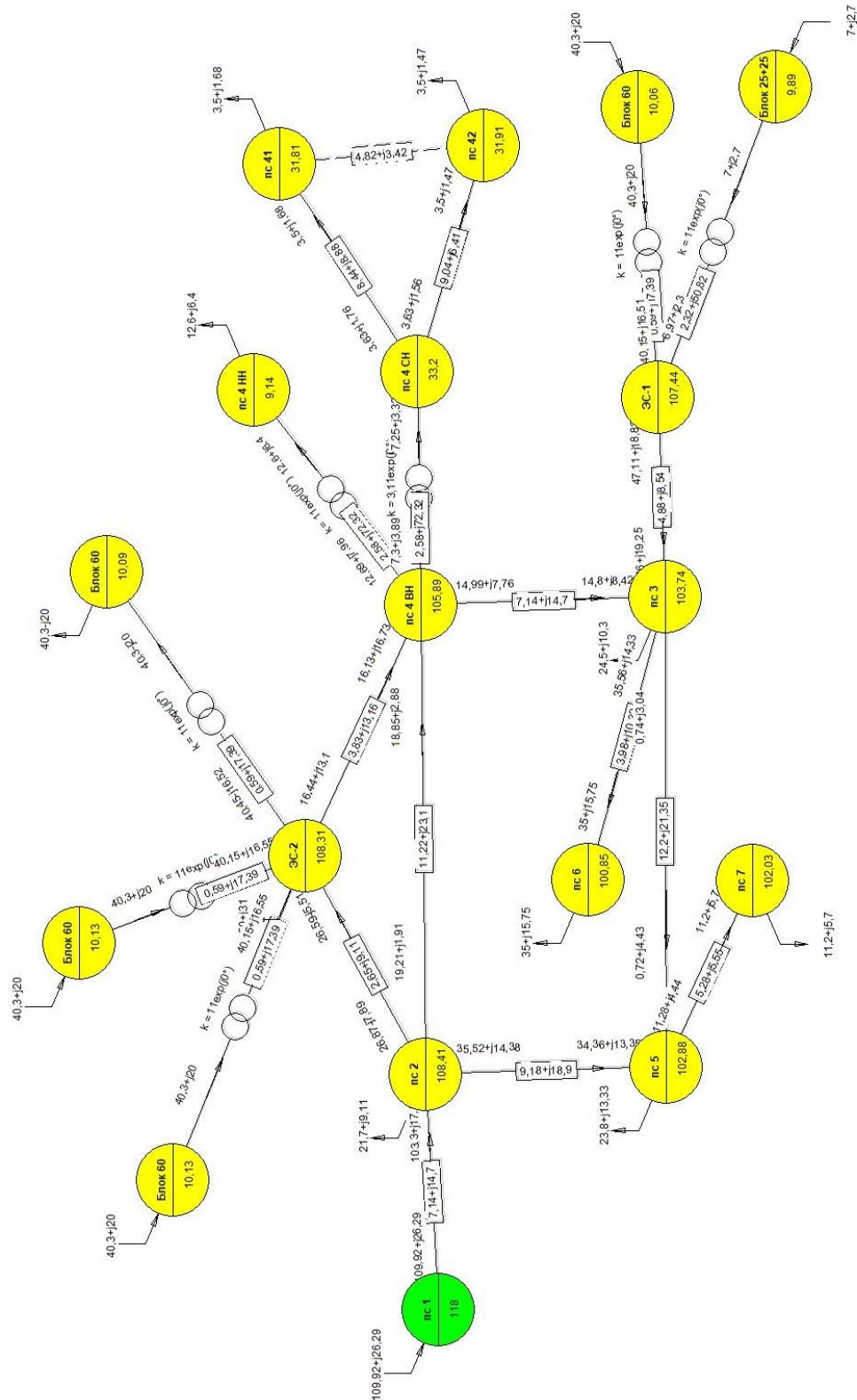


Рисунок 3.2 – Карта режима минимальных нагрузок

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

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Лист

35

Таблица 11 – Данные о загрузке линий в режиме минимальных нагрузок

УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А
ЭС-2	п/ст2	2хАС-185/29	13,41	73,41	510
ЭС-2	п/ст4	2хАС-185/29	8,18	59,6	510
п/ст2	п/ст5	АС-120/19	35,52	205,56	390
п/ст3	п/ст5	АС-120/19	0,74	21,29	390
п/ст4	п/ст3	АС-95/16	14,99	93,38	330
п/ст3	п/ст6	2хАС-150/24	17,78	108,28	450
п/ст5	п/ст7	2хАС-70/11	5,64	34,75	265
п/ст2	п/ст4	АС-150/24	19,21	103,37	450
п/ст4 СН	п/ст41	АС-70/11	3,63	70,27	265
п/ст4 СН	п/ст42	АС-70/11	3,63	68,67	265
ЭС-1	п/ст3	2хАС-120/19	23,55	137,56	390
п/ст1	п/ст2	2хАС-150/24	54,96	278,06	450

Таблица 12 – Данные о напряжениях в узлах сети

Название	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряже- ния, %
п/ст1	110	118	7,27
п/ст2	110	108,41	-1,45
ЭС-2	110	108,31	-1,54
п/ст4 ВН	110	105,89	-3,74
п/ст5	110	102,88	-6,47
п/ст3	110	103,74	-5,69
п/ст6	110	100,85	-8,32
п/ст7	110	102,03	-7,25
п/ст4 СН	35	33,2	-5,14
п/ст41	35	31,81	-9,11
п/ст42	35	31,91	-8,83
ЭС-1	110	107,44	-2,33
п/ст4 НН	10	9,14	-8,6

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

Наибольшее отклонение -9,11% наблюдается на п/ст-41.

### 3.3 Расчет послеаварийных режимов

Рассмотрим все возможные послеаварийные режимы сети, постоянно изменяя схему путём последовательного отключения одного из участков сети.

Отключение двухцепной линии считаем маловероятным, поэтому рассмотрим отключение только одной цепи.

Таблица 13 – Анализ работы электрической сети 110 кВ

№ откл. линии	№ линии									
	п/ст 1 – п/ст 2	ЭС-2 - п п/ст 2	ЭС-2 - п/ст 4	п/ст 2 – п/ст 5	п/ст 3 – п/ст 5	п/ст 4 – п/ст 3	п/ст 3 – п/ст 6	п/ст 5 – п/ст 7	п/ст 2 – п/ст 4	ЭС-1 - п/ст 3
норм. режим	32	169	143	214	68	157	147	46	32	179
п/ст 1 – п/ст 2	81	175	150	228	77	167	157	49	40	189
ЭС-2 - п п/ст 2	40	278	177	205	88	180	153	48	27	185
ЭС-2 - п/ст 4	45	209	224	248	69	144	157	49	94	189
п/ст 2 – п/ст 5	57	106	212	-	297	<b>441</b>	156	52	149	188
п/ст 3 – п/ст 5	41	185	141	277	-	145	156	48	54	188
п/ст 4 – п/ст 3	77	219	106	<b>421</b>	197	-	186	53	52	215
п/ст 3 – п/ст 6	48	172	151	230	83	174	331	49	47	189
п/ст 5 – п/ст 7	37	172	147	223	73	163	153	98	37	185
п/ст 2 – п/ст 4	38	162	161	234	74	154	155	48	-	187
ЭС-1 - п/ст 3	46	172	151	229	80	173	156	48	45	361
$I_{нб \text{ п/ав } , \text{ А}}$	81	278	224	421	297	441	331	98	149	361
$I_{доп} , \text{ А}$	450	610	610	390	390	330	510	265	450	390
$K_3$	0,18	0,46	0,37	1,13	0,76	1,28	0,65	0,37	0,33	0,93

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

Необходимо заменить сечение провода п/ст-2 – п/ст-5 с АС-120/19 на АС-150/24 ( $I_{доп} = 450 \text{ А}$ ).

Необходимо заменить сечение провода п/ст-4 – п/ст-3 с АС-95/16 на АС-150/24 ( $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ ).

### 3.4 Расчет наиболее тяжелого послеаварийного режима

Анализ работы электрической сети 110 кВ (п. 2.7) показал, что наиболее тяжелый послеаварийный режим сети наступает в случае отключения наиболее загруженной линии п/ст-2 – п/ст-5.

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о нагрузке линий представлены в таблице 13 (в расчёте на одну цепь).

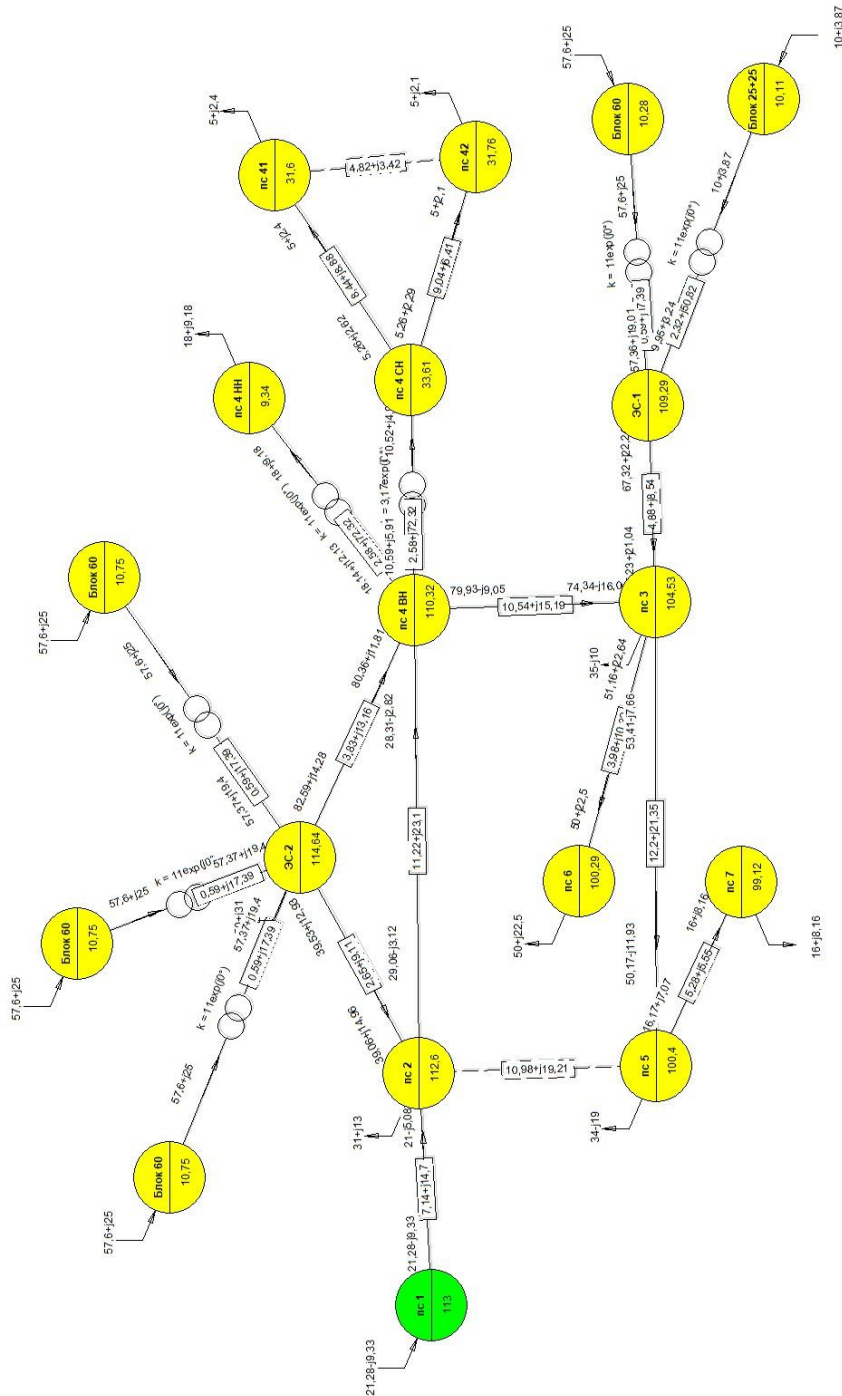


Рисунок 3.3 – Карта самого тяжелого послеаварийного режима

Таблица 14 – Данные о загрузке линий в послеаварийном режиме

УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А
ЭС-2	п/ст2	2хАС-240/32	19,74	105,97	610
ЭС-2	п/ст4	2хАС-240/32	41,25	211,96	610
п/ст2	п/ст5	АС-150/24	-	-	450
п/ст3	п/ст5	АС-120/19	53,41	297,46	390
п/ст4	п/ст3	АС-150/24	79,93	420,67	450
п/ст5	п/ст7	2хАС-70/11	8,08	51,5	265
п/ст3	п/ст6	2хАС-185/29	25,58	156,24	510
п/ст2	п/ст4	АС-150/24	29,06	149,4	450
п/ст4 СН	п/ст41	АС-70/11	5,26	101,12	265
п/ст4 СН	п/ст42	АС-70/11	5,26	98,57	265
ЭС-1	п/ст3	2хАС-120/19	33,56	188,33	390
п/ст1	п/ст2	2хАС-150/24	10,64	57,15	450

Таблица 15 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения, %
п/ст1	110	115	4,55
п/ст2	110	113,36	3,96
ЭС-2	110	115,83	6,21
п/ст4	110	112,1	2,82
п/ст5	110	109,45	1,32
п/ст3	110	111,62	0,56
п/ст6	110	107,65	-3,05
п/ст7	110	112,31	0,28
п/ст4 СН	35	34,9	-3,14
п/ст41	35	32,91	-8,83
п/ст42	35	31,07	-8,37
ЭС-1	110	114,19	4,72

В режиме послеаварийных нагрузок напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение -8,83% наблюдается на п/ст-41.

## 4 РАЗРАБОТКА СРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

### 4.1 Выбор схем соединения основного оборудования

Согласно заданию, число вводов равно 2, сторона СН отсутствует, число отходящих линий на стороне НН равно 10

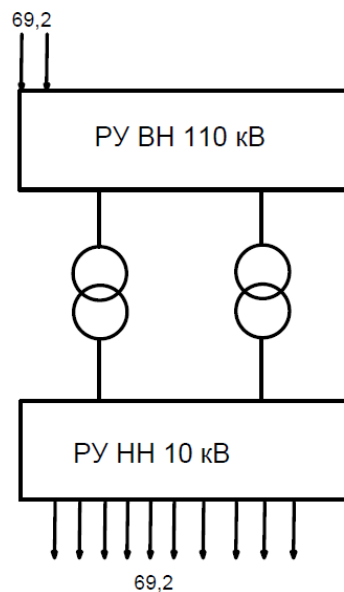


Рисунок 4.1 – Схема подключения проектируемой подстанции

### 4.2 Определения потоков мощности

Согласно заданию К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсо-единены 10 кабельных линий длиной 1,5 км.

Каждая кабельная линия питает РУ со следующей нагрузкой: шесть трансформаторов 10,5/0,4 мощностью 1 МВА, два асинхронных двигателя АТД4 с активной мощностью 0,4 МВт, КПД 97,3 %, коэффициентом пуска 5,7 и коэффициентом мощности 0,89

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

$$S_H = (N_T \cdot S_T) + \frac{N_D \cdot P_D}{\cos \varphi_D \cdot \eta} = (6 \cdot 1) + \frac{2 \cdot 0,4}{0,89 \cdot 0,973} = 6,92 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

Суммарная нагрузка ПС равна:

$$S_{ПС} = N_{цх} \cdot S_{н.цх} \quad (4.2)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40



где  $S_{н.цх}$  – полная мощность нагрузки цеха, рассчитанная выше и равная 6,92 МВА.

$$S_{ПС} = 10 \cdot 6,92 = 69,2 \text{ МВА.}$$

#### 4.2 Выбор трансформаторов

Согласно схеме распределительного устройства (РУ) на подстанции установлено два силовых трансформатора. Далее будет выбран тип и мощность этих трансформаторов.

Коэффициент аварийной перегрузки  $k_{П} \leq 1,4$ . Следовательно, мощности основных трансформаторов ПС:

$$S_{Т.НОМ} \geq \frac{S_{ПС}}{k_{П}} = \frac{69,2}{1,4} = 49,4 \text{ МВА} \quad (4.3)$$

Выбираем трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный с РПН в нейтрали ВН  $\pm 16\%$ ,  $\pm 9$  ступеней – ТРДН-63000/115/10,5-10,5  $Y_{н}/Д-Д-11-11$  с расщепленными обмотками НН [6].

Таблица 4.1 – Трансформатор ТРДН 63000/115/10,5

Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	РПН
	ВН	НН		
63000	115	10,5-10,5	$Y_{н}/Д-Д-11-11$	РПН в нейтрали ВН $\pm 16\%$ , ( $\pm 9$ ступеней)

#### 4.2 Выбор сечения КЛ

Длительный ток нагрузки нормального режима:

$$I_{Н} = \frac{S_{Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{6,92}{\sqrt{3} \cdot 10} = 400 \text{ А.} \quad (4.4)$$

Максимальный ток нагрузки послеаварийного режима составит:

$$I_{Н.МАКС} = I_{Н} = 400 \text{ А.} \quad (4.5)$$

По ПУЭ для двух КЛ проложенных рядом в земле на расстоянии 300 мм коэффициент снижения токовой нагрузки  $K_{С.Н} = 0,93$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.макс}}}{(N_{\text{ц}} - 1) \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{ср}}} = \frac{400}{(3 - 1) \cdot 1,1 \cdot 0,93 \cdot 1} = 195,5 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Выбираем следующий тип кабеля  $3 \times \text{АПвБП } 3 \times 95/16-10$  с допустимым током 233 А [6],

где А — алюминиевая жила; Пв — изоляция из СПЭ; Б — броня из стальных лент; П — оболочка из полиэтилена; 3 — число жил; 95 — сечение жил; 16 — сечение экрана; 10 — номинальное напряжение.

#### 4.3 Выбор схем распределительных устройств

На стороне высокого напряжения данной подстанции применяется схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Данная схема представлена на рисунке 4.2.

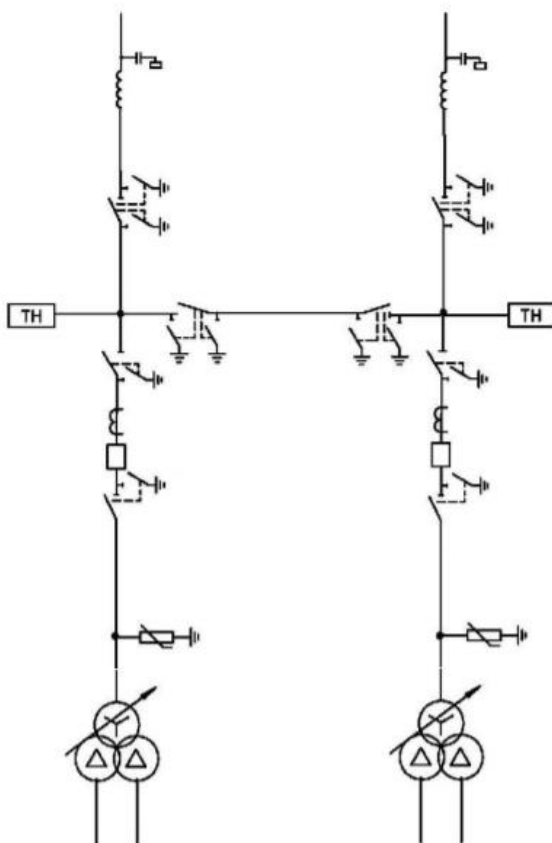


Рисунок 4.2 – Схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

На низком напряжении ПС-15 используется схема №10(6)-2 «Две секционированные выключателем системы шин». Она представлена на рисунке 4.3.

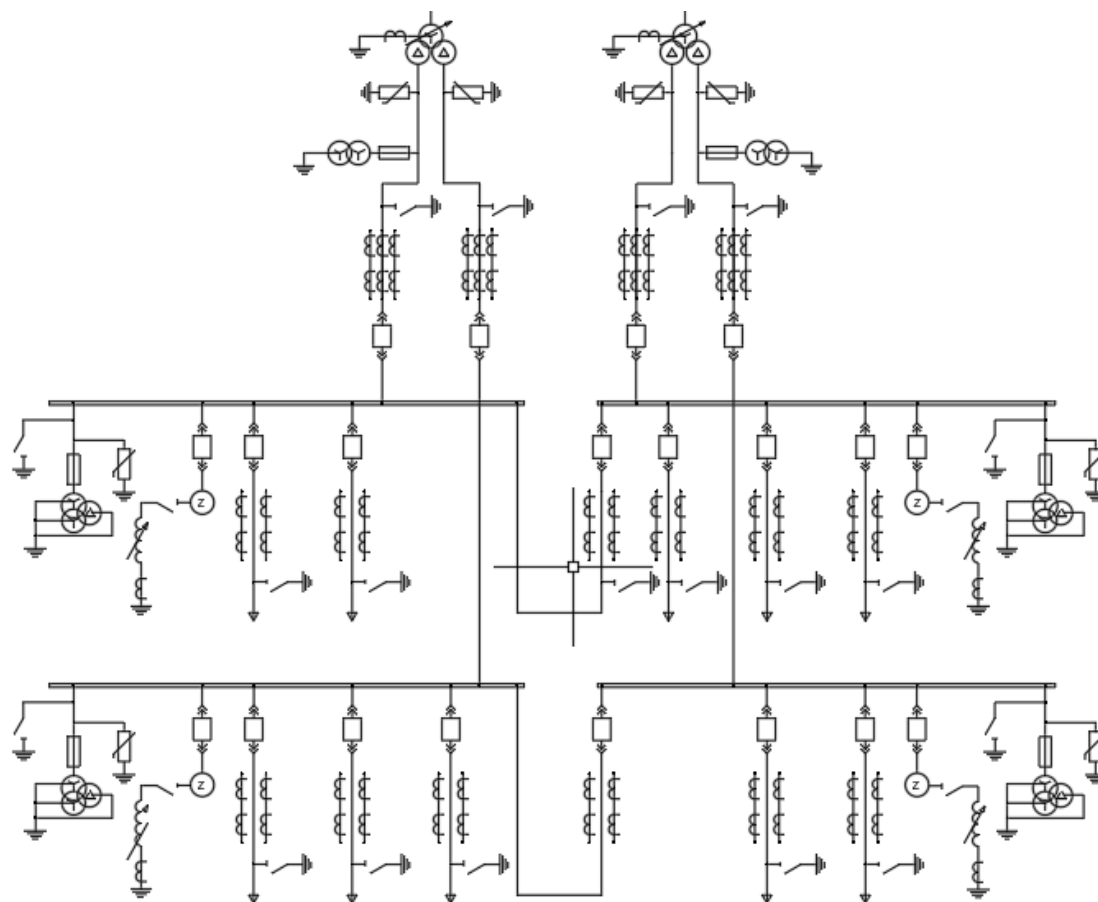


Рисунок 4.3 – Схема «Две секционированные выключателем системы шин»

#### 4.4 Расчет суммарного емкостного тока замыканию на землю

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

$$I_{C\Sigma} = N_{\text{кЛ}} \cdot N_{\text{ц}} \cdot L_{\text{кЛ}} \cdot k_{\text{кЛ}} \quad (4.7)$$

где  $N_{\text{кЛ}}$  – количество электрически связанных КЛ отходящих от шин  $N$  проектируемой ПС;  $N_{\text{ц}}$  – количество цепей в КЛ;  $L_{\text{кЛ}}$  – длина КЛ в км;  $k_{\text{кЛ}}$  – удельное значение емкостного тока А/км.

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

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Лист

43

При заданной схеме резервирования питания РУ (цехов), КЛ между собой могут быть электрически связаны только через СВ ПС. Таким образом из 10 КЛ ПС, электрически связаны могут быть только 5.

По каталогу фирмы-производителя удельное значение емкостного тока составляет 1.94 А/км.

$$I_{C\Sigma} = 5 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 1,94 = 43,65 \text{ А.} \quad (4.8)$$

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

#### 4.4.1 Компенсация емкостного тока

При необходимости реализация компенсации осуществляется в соответствии с «Типовая инструкция по компенсации емкостного 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 емкостного тока осуществляется заземляющими ДГР;
2. ДГР подключается в нейтраль отдельного трансформатора через разъединитель;
3. Схема соединения фильтра зигзаг;
4. Фильтр подключается к каждой секции НН ПС питающей сеть с компенсированной нейтралью;
5. Фильтр подключается через выключатель;
6. На заземляющем ДГР устанавливается ТТ.

Расчетная мощность реакторов  $Q_k$ , (кВА) определяется по формуле

$$Q_k = I_{C\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} = 43,65 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 252 \text{ кВА} \quad (4.9)$$

Выбираем ДГР РЗДПОМА-500/10 У1 — реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, 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.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

#### 4.5 Определение мощности ТСН

В рамках учебного проектирования при отсутствии исчерпывающих данных о технических характеристиках оборудования СН мощность ТСН определяется по ориентировочным данным.

Выберем ТСН ПС 110/10 кВ. ОРУ ВН выполнено по схеме 4Н. На ПС установлены два двухобмоточных трансформатора с расщепленными обмотками НН 10 кВ. К шинам НН ПС подсоединены 10 КЛ к РУ (цехов). Режим работы нейтрали на стороне 10 кВ — компенсированная нейтраль.

При трансформаторах с расщепленными обмотками НН РУ НН выполнено по схеме 10-2 — две секционированные выключателями системы шин. Определим количество ячеек КРУ 10 кВ.

Таблица 4.2 – 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	10
ДГР и ФЗ	4
Итого	28

Определим суммарную активную нагрузку в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нагрузка СН ПС

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	28	28
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Лист

45

Продолжение таблицы 4.3

Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			413

Полная мощность нагрузки СН определяется по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi}, \quad (4.10)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, примем равным 0,8;  $\cos\varphi$  – для нагрузки в целом можно принять 0,9.

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{413}{0,9} = 367,1 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТМГ-400/10-У1 — трансформатор трехфазный масляный герметичный класса напряжения 10 кВ номинальной мощностью 400 кВА.

Для защиты ТСН ТМГ-400/10-У1 с сайта выбираем предохранитель ПКТ-102-10-50-12,5

Выберем ТСН РУ (цеха) 10 кВ с нагрузкой 6 трансформаторов 10/0,4 кВ и 2 ЭД 10 кВ.

Определим количество ячеек КРУ цеха 10 кВ.

Таблица 4.4 – Количество ячеек КРУ цеха 10 кВ

Назначение	Количество, шт
Рабочий ввод	1
Резервный ввод	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН	1
Отходящие присоединения	8
Итого	13

Определим суммарную активную нагрузку в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Нагрузка СН цеха 10 кВ

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

Определим полную мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{сн}} = 0,8 \cdot \frac{23}{0,9} = 20,4 \text{ кВА.}$$

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

Для защиты ТСН ТМГ-25/10-У1 выберем предохранитель ПКТ-101-10-3.2-12.5.

#### 4.6 Расчет ТКЗ в максимальных и минимальных режимах

Для расчетов РЗА нужно знать максимальные (для определения параметров УРЗА) и минимальные (для расчета коэффициентов чувствительности) значения токов короткого замыкания на шинах. Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся программой ТоКо. Составим в ней схему замещения участка электрической цепи

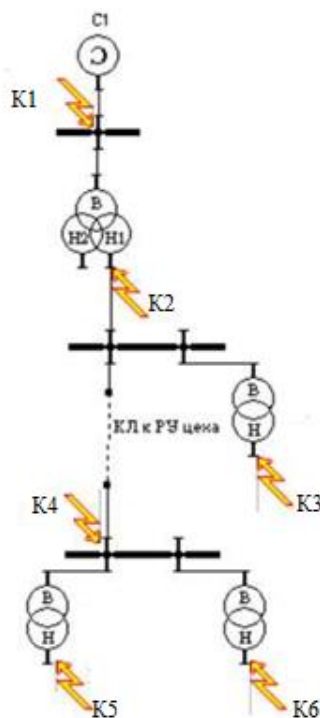


Рисунок 4.4 – Расчетная схема

Таблица 4.6 – Параметры КЗ при максимальном режиме

	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ $I_{к.п}^{(3)}$ , кА	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ $i_a$ , кА	Мгновенное значение ударного ТКЗ $i_y$ , кА	Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей $T_a$ , с	Ударный коэффициент ТКЗ $K_y$
К1	5,51	7,794	11,41	-	2
К2	13,809	19,529	26,193	0,009	1,341
К3	1,405	2,239	3,117	0,01	1,423
К4	12,042	17,03	21,011	0,006	1,234
К5	3,132	4,382	6,712	0,017	1,458
К6	0,089	0,136	0,141	0,006	1,21



Таблица 4.6 – Параметры КЗ при минимальном режиме

	Действующее значение периодической составляющей ТКЗ $I_{к.п}^{(3)}$ , кА	Мгновенное значение аperiodической составляющей ТКЗ $i_a$ , кА	Мгновенное значение ударного ТКЗ $i_y$ , кА	Эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей $T_a$ , с	Ударный коэффициент ТКЗ $K_y$
К1	4,515	5,97	8,928	-	2
К2	12,27	18,256	25,205	0,012	1,356
К3	1,401	2,145	3,01	0,01	1,412
К4	10,87	15,756	18,324	0,005	1,201
К5	2,68	4,198	6,471	0,015	1,439
К6	0,089	0,136	0,141	0,006	1,21

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПС И РУ

### 5.1 Выбор и проверка силовых выключателей и разъединителей на стороне ВН ПС

При выборе выключателей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, более того, важно, чтобы ток отключения был больше, чем периодическая составляющая трёхфазного короткого замыкания, аperiodическая составляющая в отключаемом токе для времени  $\tau$  была больше, чем аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы, ток электродинамической стойкости (наибольший пик)  $i_{\text{дин}}$  был больше ударного тока, ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение)  $I_{\text{дин}}$  был больше значения тока короткого замыкания в начальный момент времени  $I_{\text{п.о}}$ , а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 и разъединители РПД-УЭТМ-110 на номинальное напряжение 110 кВ[10].

Ранее в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне ВН ПС.

Максимальный рабочий ток через выключатель для ответвительной ПС с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\text{В.РАБ.МАКС}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{В.НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{\text{к.п}}^{(3)} = 5,51 \text{ кА}$ ; посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{к.п}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 5,51 = 14,03 \text{ кА} \quad (5.2)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету в ТоКо:  $i_y=11,41$  кА,

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3.MIN} + t_{O.V.MIN} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (5.3)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{K.II}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} = \sqrt{2} \cdot 5,51 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,05}\right)} = 3,5 \text{ кА}, \quad (5.4)$$

где  $T_A=0,05$  с

$t_{P3.MIN}=0,01$  с – минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.V.MIN}=0,03$  с – минимальное время отключения выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{K.II}^{(3)})^2 \cdot (t_{OTKL} + T_A) = (5,51)^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 33,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.5)$$

где  $t_{OTKL}=t_{P3.MAKC}+t_{O.V}=1+0,055=1,055$  с,

где  $t_{P3.MAKC} = 1$  с — максимальное время действия РЗ;

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

Каталожные данные представлены с сайта производителя [10].

Таблица 5.1 – Сопоставление параметров для ВЭБ-УЭТМ-110/40/2500

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{B.PAB.MAKC}, \text{ A}$	463	$I_{НОМ}, \text{ A}$	2500
$I_{K.II}^{(3)}, \text{ кА}$	5,51	$I_{O.НОМ}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	11,41	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	3,5	$i_{A.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{O.НОМ} =$	22,6
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	33,55	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

Таблица 5.2 – Сопоставление параметров для РПД-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{B.PAB.MAKC}, \text{ A}$	463	$I_{НОМ}, \text{ A}$	2500
$I_{K.II}^{(3)}, \text{ кА}$	5,51	–	–
$i_y, \text{ кА}$	11,41	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	3,5	–	–
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	33,55	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

5.2 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС ПЕТП [п. 2.3.3.2]:

5.2.1 Вводной выключатель секции шин НН ПС

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/3150 на номинальное напряжение 10 кВ[11].

Ранее в программе ТоКо были посчитаны параметры максимального ТКЗ (в начальный момент времени) на стороне НН ПС

Максимальный рабочий ток через выключатель для ответвительной ПС с учетом 40% перегрузки и расщепленной обмотки НН:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.6)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 63}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 2,6 \text{ кА.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{К.П}^{(3)} = 13,809 \text{ кА}$ ; посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-97:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К.П}^{(3)} \quad (5.7)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,341 \cdot 13,809 = 36,13 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,85$  по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету в ТоКо:  $i_y = 26,193 \text{ кА}$ .

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{РЗ.МИН} + t_{О.В.МИН} \quad (5.8)$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{К.П}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} \quad (5.9)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 13,809 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,06}\right)} = 10,03 \text{ кА,}$$

где  $T_A = 0,06 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

$t_{РЗ.МИН} = 0,01 \text{ с}$  – минимальное значение времени срабатывания РЗ;

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

$t_{0.В.МИН}=0,03$  с – минимальное время отключения выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{К.П}^{(3)})^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_A) \quad (5.10)$$

$$B_K = (13,809)^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 764,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

где  $t_{РЗ.МАКС} = 3$  с — максимальное время действия РЗ;

$t_{0.В} = 0,05$  с — полное время отключения выключателя.

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].

Таблица 5.3 – Сопоставление параметров для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/2500

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$ , кА	2,6	$I_{НОМ}$ , А	3150
$I_{К.П}^{(3)}$ , кА	13,809	$I_{О.НОМ}$ , кА	40
$i_y$ , кА	36,13	$i_{ДИН}$ , кА	102
$i_{a.t}$ , кА	10,03	$i_{А.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}$ , кА	22,6
$B_K$ , кА <sup>2</sup> · с	764,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800

Таблица 5.4 – Сопоставление параметров для РПД-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}$ , А	2,6	$I_{НОМ}$ , А	3150
$I_{К.П}^{(3)}$ , кА	13,809	–	–
$i_y$ , кА	36,13	$i_{ДИН}$ , кА	102
$i_{a.t}$ , кА	10,03	–	–
$B_K$ , кА <sup>2</sup> · с	764,7	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ , кА <sup>2</sup> · с	4800

### 5.2.2 Секционный выключатель шин НН ПС

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/2500 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» [11].

Максимальный рабочий ток через секционный выключатель шин НН ПС:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.11)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{69,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 2 \text{ кА.}$$

Параметры периодической составляющей тока, ударного тока, аperiodической составляющей тока КЗ и термическое воздействие ТКЗ для данного выключателя совпадают с вводным выключателем секции шин НН ПС.

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].

Таблица 5.5 – Сопоставление параметров для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-40/2500

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2000	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{КЛ}^{(3)}, \text{ кА}$	13,809	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	40
$i_y, \text{ кА}$	36,13	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	10,03	$i_{А.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	22,6
$В_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{ с}$	764,7	$В_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{ с}$	4800

Таблица 5.6 – Сопоставление параметров для РПД-УЭТМ-110

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, \text{ А}$	2000	$I_{НОМ}, \text{ А}$	2500
$I_{КЛ}^{(3)}, \text{ кА}$	13,809	–	–
$i_y, \text{ кА}$	36,13	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	102
$i_{a.t}, \text{ кА}$	10,03	–	–
$В_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{ с}$	764,7	$В_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \text{ кА}^2 \cdot \text{ с}$	4800

### 5.2.3 Выключатель трансформатора цеха 10/0.4 кВ

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» [11].

Максимальный рабочий ток через выключатель для ответвительной ПС с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.12)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{1,4 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{к.п}^{(3)} = 12,042 \text{ кА}$ ; посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-97:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к.п}^{(3)} \quad (5.13)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 12,042 = 23,84 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,4$  по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету в ТоКо:  $i_y = 21,011 \text{ кА}$ ,  $K_y = 1,234$ .

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{рз.МИН} + t_{о.в.МИН} \quad (5.14)$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{к.п}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} \quad (5.15)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 12,042 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,311 \text{ кА,}$$

где  $T_A = 0,01 \text{ с}$  – по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

$t_{рз.МИН} = 0,01 \text{ с}$  – минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{о.в.МИН} = 0,03 \text{ с}$  – минимальное время отключения выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{к.п}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_A) \quad (5.16)$$

$$B_K = (12,042)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 443,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где  $t_{откл} = t_{рз.МАКС} + t_{о.в.} = 3 + 0,05 = 3,05 \text{ с,}$

где  $t_{рз.МАКС} = 3 \text{ с}$  — максимальное время действия РЗ;

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

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Таблица 5.7 – Сопоставление параметров для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	80	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{КП}^{(3)}, кА$	12,042	$I_{О.НОМ}, кА$	20
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{а.т}, кА$	0,311	$i_{А.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, кА$	14,1
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$В_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

Таблица 5.8 – Сопоставление параметров для СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	80	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{КП}^{(3)}, кА$	12,042	–	–
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{а.т}, кА$	0,311	–	–
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$В_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

#### 5.2.4 Выключатель асинхронного двигателя АД4

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» [11].

Максимальный рабочий ток через выключатель двигателя:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{ЭД.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.17)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89} = 26 А.$$

Параметры периодической составляющей тока, ударного тока, апериодической составляющей тока КЗ и термическое воздействие ТКЗ для данного выключателя совпадают с выключателем трансформатора цеха 10/0.4 кВ.

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].



Таблица 5.9 – Сопоставление параметров для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	26	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	12,042	$I_{О.НОМ}, кА$	20
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{а.т}, кА$	0,311	$i_{А.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, кА$	14,1
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$В_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

Таблица 5.10 – Сопоставление параметров для СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	26	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{К.П}^{(3)}, кА$	12,042	–	–
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{а.т}, кА$	0,311	–	–
$В_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$В_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

### 5.2.5 Выключатель КЛ к РУ (цеха)

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»[11].

Максимальный рабочий ток через выключатель КЛ РУ (цеха):

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.18)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{6,92}{\sqrt{3} \cdot 10} = 400 \text{ А.}$$

Максимальное начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ в месте установки выключателя:  $I_{К.П}^{(3)} = 13,809 \text{ кА}$ ; посчитано в программе ТоКо.

Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-97:

$$i_{у} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{К.П}^{(3)} \quad (5.19)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 13,809 = 27,34 \text{ кА}$$

где  $K_y=1,4$  по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

Ударный ток трехфазного КЗ по расчету в ТоКо:  $i_y=26,193$  кА,  $K_y=1,341$ .

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени:

$$t = t_{P3.MIN} + t_{O.B.MIN} \quad (5.20)$$

$$t = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{K.P}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_A}\right)} \quad (5.21)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 13,809 \cdot e^{\left(\frac{-0,04}{0,01}\right)} = 0,358 \text{ кА,}$$

где  $T_A=0,01$  с – по рекомендации ГОСТ 27514-97 [табл.3]

$t_{P3.MIN}=0,01$  с – минимальное значение времени срабатывания РЗ;

$t_{O.B.MIN}=0,03$  с – минимальное время отключения выключателя ВЭБ-УЭТМ-110.

Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_K = (I_{K.P}^{(3)})^2 \cdot (t_{OTKL} + T_A) \quad (5.22)$$

$$B_K = (13,809)^2 \cdot (3,05 + 0,01) = 583,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где  $t_{OTKL}=t_{P3.MAKC}+t_{O.B}=3+0,05=3,05$  с,

где  $t_{P3.MAKC} = 3$  с — максимальное время действия РЗ;

$t_{O.B} = 0,05$  с — полное время отключения выключателя.

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].

Таблица 5.11 – Сопоставление параметров ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{B.PAB.MAKC}, \text{ кА}$	400	$I_{НОМ}, \text{ А}$	1000
$I_{K.P}^{(3)}, \text{ кА}$	13,809	$I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	20
$i_y, \text{ кА}$	27,34	$i_{ДИН}, \text{ кА}$	50
$i_{a.t}, \text{ кА}$	0,385	$i_{A.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, \text{ кА}$	14,1
$B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	583,5	$B_K = I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	1200

Таблица 5.12 – Сопоставление параметров для СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	5	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{КП}^{(3)}, кА$	13,809	–	–
$i_{у}, кА$	36,13	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{a.t}, кА$	10,03	–	–
$B_{К}, кА^2 \cdot с$	764,7	$B_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

### 5.2.6 Выключатель рабочего и резервного ввода РУ (цеха)

Выбираем к установке КРУ СЭЩ-59 (К-59) с вакуумным выключателем серии ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000 на номинальное напряжение 10 кВ производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара», г.Самара, допущенные к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС»[11].

Максимальный рабочий ток через выключатель для ответвительной ПС с учетом 40% перегрузки:

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{S_{Ц}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ}} \quad (5.23)$$

$$I_{В.РАБ.МАКС} = \frac{6,92}{\sqrt{3} \cdot 10} = 400 А.$$

Параметры периодической составляющей тока, ударного тока, аperiodической составляющей тока КЗ и термическое воздействие ТКЗ для данного выключателя совпадают с выключателем трансформатора цеха 10/0.4 кВ.

Каталожные данные представлены с сайта производителя [11].

Таблица 5.13 – Сопоставление параметров для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	400	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{КП}^{(3)}, кА$	12,042	$I_{О.НОМ}, кА$	20
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{a.t}, кА$	0,311	$i_{А.ДОП} = \left(\frac{40\%}{100\%}\right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{О.НОМ}, кА$	14,1
$B_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$B_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

Таблица 5.14 – Сопоставление параметров для СЭЩ-59 ХЛ1

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{В.РАБ.МАКС}, А$	400	$I_{НОМ}, А$	1000
$I_{КП}^{(3)}, кА$	12,042	–	–
$i_{у}, кА$	23,84	$i_{ДИН}, кА$	50
$i_{a.t}, кА$	0,311	–	–
$B_{К}, кА^2 \cdot с$	443,7	$B_{К} = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, кА^2 \cdot с$	1200

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Виды релейной защиты и автоматики на подстанции

Данные о видах релейной защиты и автоматики (РЗА) представлены в таблице 6.1. Все виды релейной защиты и автоматики на подстанции установлены в соответствии с требованиями [2] и [8].

Таблица 6.1 – Виды РЗА на ПС-15

Защищаемый объект	Вид РЗА	Примечание
Электродвигатель 10 кВ	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная (неполная звезда с дополнительным реле)
	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке, и отключение при затынутом пуске или блокировке ротора
	Защита минимального напряжения (ЗМН)	Групповая защита на отключение отдельных электродвигателей (ЭД)
	Автоматическое повторное включение (АПВ)	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
	Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)	-
	Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	-
Трансформатор 10/0,4 кВ	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная от повреждения внутри бака и на выводах ВН
	Максимальная токовая защита (МТЗ)	2-х фазная, 3-х релейная от внешних междуфазных и однофазных КЗ, с независимой выдержкой времени

Продолжение таблицы 6.1

Трансформатор 10/0,4 кВ	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал.
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-
Вводной выключатель 10 кВ	МТЗ с пуском по напряжению	От коротких замыканий. На вводе секций подстанции схема – полная звезда, для РУ цеха – неполная звезда с дополнительным реле
	ЗМН	От потери питания
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-
Секционный выключатель 10 кВ	МТЗ	От коротких замыканий. По схеме неполная звезда с дополнительным реле
	Автоматическое включение резерва (АВР)	-
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-
Шины 10 кВ	ЗДЗ	-
	Логическая защита шин (ЛЗШ)	Ускорение отключения КЗ на шинах
	Устройство контроля изоляции	Неселективная сигнализация однофазного замыкания на землю (ОЗЗ)
	Автоматическая частотная разгрузка / частотное АПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме/автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР

Лист

62

Продолжение таблицы 6.1

Шины 10 кВ	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к трансформаторам тока нулевой последовательности (ТНП) всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера
Кабельная линия к РУ цеха	Токовая отсечка	Без выдержки времени
	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
	МТЗ	С зависимой выдержкой времени
	Централизованная токовая защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-
Трансформатор 110/10 кВ	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла. Две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
	Автоматика регулирования РПН	Автоматические регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
	Автоматика управления выключателем ВН	-

Окончание таблицы 6.1

Трансформатор 110/10 кВ	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН2
	УРОВ	Для выключателя стороны ВН
Воздушная линия 110 кВ	Дистанционная защита	Две ступени, от многофазных коротких замыканий
	Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП)	Три ступени, от однофазных коротких замыканий
	Автоматика управления выключателем (АУВ)	Для каждого выключателя
	Трехфазное автоматическое повторное включение	Двукратное, простое АПВ
	УРОВ	Для каждого выключателя

## 6.2 Типоисполнение устройств релейной защиты и автоматики

### 6.2.1 Выбор исполнения УРЗА КЛ 10 кВ

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

С сайта фирмы произведем выбор типоисполнения БЭ2502А0103-27Е2 УХЛЗ.1 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

### 6.2.2 Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ

Выбираем фирму-производителя ЗАО «Радиус Автоматика», чьи МП УРЗА допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы произведем выбор типоисполнения Сириус-Д-5А-220В DC-И4-FX. 1 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



ТТ - 5А, напряжением питания постоянного тока - 220 В, один интерфейс RS485, два оптических интерфейса Ethernet (100BASE-FX) и протокол обмена МЭК 61850.

#### 6.2.3 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТМГ 1000/0,4 кВ присоединенного к шинам РУ цеха

Выбираем фирму-производителя ЗАО «ЧЭАЗ», чьи МП УРЗА серии БЭМП РУ допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы произведем выбор типоразмера БЭМП РУ, 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 выберем типоразмер БЭМП РУ — ЛТ. 5. 220. Д.

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

#### 6.2.4 Выбор исполнения УРЗА ВВ 10 кВ секции шин НН ПС

Выбираем фирму-производителя ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», чьи МП УРЗА серии SPAC 810 допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы произведем выбор типоразмера SPAC 810 - В 3 2 3 2 2 2 УХЛ 3.1:

В - защита вводного выключателя; 3 - только токовые измерительные цепи; 2 - стандартное функциональное исполнение; 3 - три блока дискретных

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

входных/выходных цепей - 3[6/6]; 2 - исполнение 1 порта связи - оптический интерфейс; 2 - исполнение 2 порта связи - оптический интерфейс; 2 - напряжение оперативного тока - 220 В.

#### 6.2.5 Выбор исполнения УРЗА СВ 10 кВ шин НН ПС

Выбираем фирму-производителя ЗАО «Альстом Грид» (г.Москва), чьи МП УРЗА серии P40 Agile P14N и P14D допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы произведем выбор типоисполнения;

P14N - В 1 1 С 3 С 6 54 А А:

В - без АПВ; 1 - стандартные ТТ для защиты от ОЗЗ; 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.

#### 6.2.6 Выбор исполнения ЗДЗ КРУ НН ПС

Выбираем фирму-производителя ООО «ИЦ Бреслер» (г. Чебоксары), чьи МП терминалы защит распределительных сетей 6-35 кВ допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

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 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

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

секционного выключателей, выключателя (выключателей) на стороне ВН трансформатора.

#### 6.2.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейке ТН секции НН ПС

Выбираем фирму-производителя ООО «НТЦ Механотроника» (г. Санкт-Петербург), чьи МП терминалы защит распределительных сетей 6-35 кВ БМРЗ допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

С сайта фирмы произведем выбор типоисполнения 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.

#### 6.2.8 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТРДН-63000 ОРУ ВН

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА GE Multilin, Т60.

Таблица 6.9 – 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.

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта основных защит трансформатора 110 (220) кВ:

- дифференциальная защита;
- МТЗ с контролем напряжения НН;
- логика отключения от газовой защиты;
- логика отключения от газовой защиты РПН;
- УРОВ.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта резервных защит трансформатора 110 (220) кВ:

- МТЗ;
- логика отключения от газовой защиты;
- логика отключения от газовой защиты РПН;
- АУВ ВН;
- УРОВ.

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, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН - Сириус-2-РН и комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН - Сириус-ТЗ. ШЭРА-РЗТ-1004 - Шкаф резервных защит и АУВ ВН трансформатора, содержит одно МП УРЗА -Сириус-УВ.

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

#### 6.2.9 Выбор исполнения УРЗА транзитной ВЛ 110-220 кВ, отходящей от проектируемой ПС

Выбираем фирму-производителя ООО «ИЦ «Бреслер» (г. Чебоксары), чьи комплектные устройства РЗА присоединений 110-220 кВ типа «Бреслер ШХ 2XXX» допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

По каталогу, доступному для скачивания с сайта выбираем:

- 1) Шкаф продольной дифференциальной защиты с функцией КСЗ линий 110-220кВ 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;

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

3) Два шкафа (на каждый выключатель) автоматики управления выключателем с трехфазным приводом присоединений 110-220 кВ - Ш2600 06.516.

### 6.3 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики силового трансформатора ТРДН-63000/115/10,5

#### 6.3.1 Расчет параметров ДЗТ с торможением

##### 1. Первичные токи для сторон защищаемого трансформатора.

Таблица 6.10 – Первичные токи

Формула	ВН	НН1(2)
$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т}}, А$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3306,6$

##### 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:

$$I_{1НОМ.ТТ.ВН} \geq \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 А. \quad (6.1)$$

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

По каталогу на встроенные ТТ ОАО «СЗТТ» выбран ТВ-110-600/5.

Следовательно:  $K_{1ВН} = \frac{600}{5}$ .

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

$$I_{1НОМ.ТТ.НН1(2)} \geq \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Т.НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 2314,7 А.$$

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-2-2500/5.

$$\text{Следовательно: } K_{1\text{НН}1(2)} = \frac{2500}{5}.$$

### 3. Выбор схем соединения измерительных трансформаторов тока

При использовании МП УРЗА ДЗТ, как правило, вне зависимости от схем соединения обмоток силового трансформатора, вторичные обмотки измерительных 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 6.10 – Данные защищаемого трансформатора

Формула	ВН
$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \text{ А}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3$
$K_I = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТТ}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}}$	$\frac{600}{5}$
Схема соединения ТТ	У
$I_{\text{НОМ.Т.В}}, \text{ А}$	2,64

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

Так как чаще всего подбором  $K_I$  выравнивать 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:

$$k_{ур} = \frac{I_{1НОМ.Т.В.ВН}}{I_{1НОМ.Т.В.НН}} = \frac{2,64}{6,61} = 0,4. \quad (6.2)$$

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 т тормозного токов

GE Multilin, T60 (T35)	$ I_{В.ВН} + I_{В.НН} $	$\max[ I_{В.ВН} ,  I_{В.НН} ]$
------------------------	-------------------------	--------------------------------

7. Уточнение вида тормозной характеристики

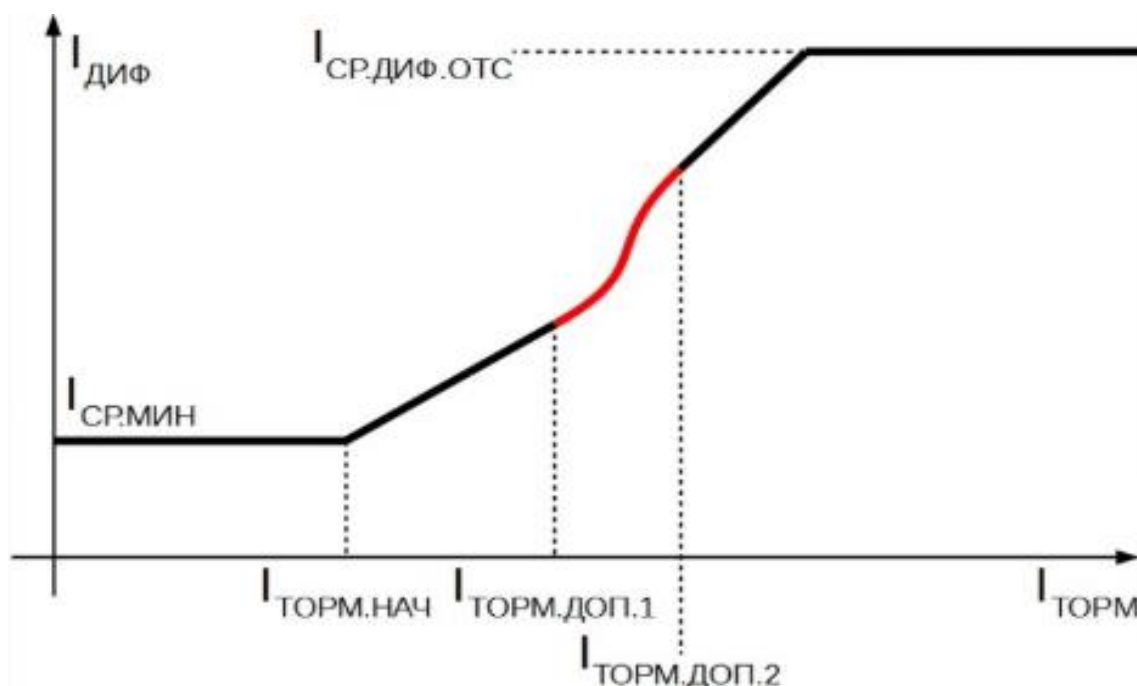


Рисунок 6.1 – Т60

8. Выбор уставки тока начала торможения

Для силовых двухобмоточных или с расщепленной обмоткой понижающих трансформаторов с односторонним питанием целесообразно осуществлять торможение от тока ТТ стороны НН, следовательно:

$$I_{ТОРМ.НАЧ} = 0,6 \cdot I_{1НОМ.Т.ВН}$$

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 тор-можения.

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:

$$I_{\text{НБ.ТТ}} = k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{ВН.РАСЧ}}, \quad (6.3)$$

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;

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



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

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

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

$$I_{НБ.РПН} = \Delta U \cdot k_{ТР} \cdot I_{ВН.РАСЧ}, \quad (10.75)$$

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

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

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.  $I_{ВН.РАСЧ} = I_{ТОРМ.НАЧ}$ :

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

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

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

$$I_{СР.МИН(1)} \geq k_{ОДН} \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = 1,5 \cdot 0,156 = 0,234 \text{ о. е.}, \quad (6.4)$$

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

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

$$I_{СР.МИН(2)} \geq 0,3 \cdot I_{НОМ.Т.ВН} = 0,3 \cdot 1 = 0,3 \text{ о. е.} \quad (6.5)$$

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  $I^{(3)}_{КЗ.МАКС} = 1261 \text{ А}$ . Значение в о. е.:

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

$$I_{\text{КЗ.МАКС.о.е.}}^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{БАЗ}}} = \frac{1261}{316,3} = 3,99 \text{ о. е.} \quad (6.6)$$

12. Определение максимального тока небаланса при максимальном внешнем КЗ

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U \cdot k_{\text{ТР}}) \cdot I_{\text{КЗ.МАКС.о.е.}}^{(3)} = \\ = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1) \cdot 3,99 = 1,04 \text{ о. е.}$$

13. Определение тока срабатывания при максимальном внешнем КЗ

$$I_{\text{СР.МАКС}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}} = 1,5 \cdot 1,04 = 1,556 \text{ о. е.} \quad (6.7)$$

14. Вычисление коэффициента торможения  $k_T$

$$k_T = \frac{I_{\text{СР.МАКС}} - I_{\text{СР.МИН}}}{I_{\text{ВНЕШ.МАКС.}}^{(3)} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ}}} = \frac{1,556 - 0,3}{3,99 - 0,6} = 0,38 \text{ (22\%)}. \quad (6.8)$$

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:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{СР.МИН}} \cdot I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{1261}{0,3 \cdot 316,3} \cdot 1 = 13,3. \quad (6.9)$$

### 6.3.2 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):

$$I_{\text{О.Т}(1)} = k_{\text{ОТС}(1)} \cdot I_{\text{К.МАКС.НН}}^{(3)} = 1,15 \cdot 1261 = 1450,2 \text{ А,} \quad (6.10)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

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

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

$$I_{0.T(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН}, \quad (6.11)$$

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:

$$I_{0.T(2)} = 1,1 \cdot 7,05 \cdot 316,3 = 2452,9 \text{ А}. \quad (6.12)$$

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

$$I_{0.T} = \max \{I_{0.T(1)}; I_{0.T(2)}\} = \max \{1450,2; 2452,9\} = 2452,9 \text{ А}.$$

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

$$k_{Ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К.МАКС.ВН}^{(3)}}{I_{0.T}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10655}{2452,9} = 3,76 > 2, \quad (6.13)$$

где  $k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = 1$  - 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:

$$I_{Т.РАБ.МАКС.} = \frac{1,4 \cdot S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{В.НОМ.}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 \text{ А}.$$

Выбран ТТ – ТВ-110:  $I_{1.НОМ.ТТ} = 600 \text{ А}$ ,  $I_{2.НОМ.ТТ} = 5 \text{ А}$ ,  $\eta_{Т} = \frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}} = \frac{600}{5}$ .

$$I_{0.T(2)} = \frac{I_{0.T}}{\eta_{Т}} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{2452,9 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 20,44 \text{ А}. \quad (6.14)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

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

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

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

Выдержка времени ТО Т  $t_{0.Т} = 0$  с. [минимальная допустимая выдержка времени МТЗ-1  $T_{ср.МТЗ-1} = 0$  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 6.11 – уставки ТО Т, выполненные на ступени МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-1	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-1
$I_{ср.МТЗ-1}$	20,44 А	Ток срабатывания МТЗ-1
$T_{ср.МТЗ-1}$	0,00 с	Время срабатывания МТЗ-1

### 6.3.3 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:

$$I_{МТЗ.Т} = k_{Н.С} \cdot \frac{k_H \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{Т.РАБ.МАКС.} = 1,1 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 442,8 = 846 \text{ А}, \quad (6.15)$$

где  $k_{Н.С} = 1,1$  - коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода Т на стороне НН, 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 11 кВ:

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН.НН}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ.Д\У-11}}^{(2)} = \frac{1261}{846} \cdot 1 = 1,5, \quad (6.16)$$

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

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ Т:

$$I_{\text{МТЗ.Т.(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т.}}}{\eta_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{846 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 7,05 \text{ А.} \quad (6.17)$$

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

Таблица 6.12 – уставки МТЗ Т, выполненные на ступени МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-2	ВКЛ	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Иср.МТЗ-1	7,05	Ток срабатывания МТЗ-2
Тср.МТЗ-1	0,60 с	Время срабатывания МТЗ-2

#### 6.3.4 Защита от перегрузки трансформатора

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

Ток срабатывания ЗП Т:

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_B} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 316,3 = 349,6 \text{ А,} \quad (6.18)$$

где  $k_{\text{ОТС}} = 1,05$  - 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:

$$I_{зп.т.(2)} = \frac{I_{зп.т.}}{\eta_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{349,6 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 2,91 \text{ А.} \quad (6.19)$$

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

Таблица 6.13 – уставки ЗП Т, выполненные на ступени МТЗ-3

Уставка	Значение	Описание
МТЗ-3	незав	Ввод в работу ступени МТЗ-3 и выбор типа выдержки времени
МТЗ-3 на откл	откл	МТЗ-3 действует на сигнал
Иср.МТЗ-3	2,91	Ток срабатывания МТЗ-3
Тср.МТЗ-3	9,00	Время срабатывания МТЗ-3

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

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

Таблица 6.14 – 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

## 7 РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

Открытые распределительные устройства (ОРУ) подстанций должны быть защищены от прямых ударов молнии (ПУМ) – непосредственного контакта канала молнии с объектом, сопровождающегося протеканием через него тока молнии. Молния представляет собой электрический разряд между облаками и землей или между облаками.

Молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Тросовые используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Стержневые наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра, он и принимает на себя удар молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии.

Молниеприемники обычно закрепляют на уже имеющихся металлических конструкциях. Это могут быть прожекторные мачты, линейные порталы и т.д.

### 7.1 Расчет молние защиты

Исследование грозозащиты производится для ОРУ 110 кВ подстанции ПС-6, которое выполнено по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Размеры подстанции: длина 70 м, ширина 40 м. На данной подстанции молниеотводы устанавливаются на линейные порталы, высота которых 11,5 м и на осветительных вышках высотой 20 м.

Расчет числа и расположения молниеотводов будет производиться в программе FlashProt.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



По допустимой вероятности прорыва молнии для специальных объектов, к которым относится подстанция, различают три основных уровня надёжности 0,9; 0,99 и 0,999

Для обеспечения молниезащиты ОРУ 110 кВ, выполненной по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», необходима установка четырех молниеотводов при степени надежности 0,9. Молниеотводы 1 и 2 высотой 26 м от земли установлены на линейных порталах подстанции высотой 11,5 м, молниеотводы 3 и 4 высотой 26 м от земли установлены на осветительных вышках высотой 20 м. На рисунке 7.1 приведена зона защиты МО на высоте линейных порталов – 11,5 м.

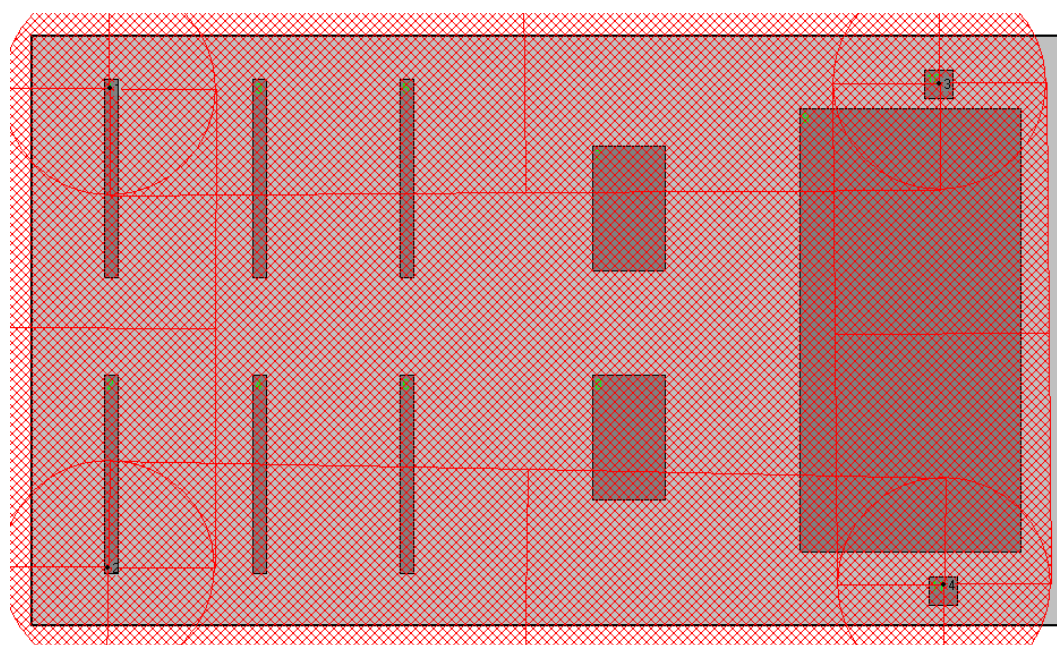


Рисунок 7.1 – Зона защиты молниеотводов на высоте 11,5 м при степени надежности 0,9

Все объекты входят в зону защиты установленных молниеотводов.

Увеличение высоты молниеотводов привело бы к значительному увеличению зоны защиты и к уменьшению числа молниеотводов, но пришлось бы устанавливать молниеотводы в два раза выше стандартных, и они не оправдали бы себя, так как затраты на их возведение превышали бы затраты на стандартные молниеотводы в 2 – 3 раза.

Все объекты входят в зону защиты установленных молниеотводов.

По результатам расчета в программе можно сделать вывод, что при увеличении степени надежности уменьшается зона защиты ОРУ, что приводит в данном случае к увеличению высоты молниеотводов

## 7.2 Проверка подстанции ПС-15 на грозоупорность

Необходимо определить число ударов молнии в подстанцию за год [18]:

$$N_{уд} = 0,067 \cdot D_{г} \cdot (A + 7 \cdot h_m) \cdot (B + 7 \cdot h_m) \cdot 10^{-6}, \quad (7.1)$$

где  $D_{г}$  – число грозových часов в году для данной местности (для Урала принимается 50 ч);  $A$  и  $B$  – длина и ширина подстанции;  $h_m$  – наибольшая высота сооружений подстанции.

Для степени надежности 0,9:

$$N_{уд} = 0,067 \cdot 50 \cdot (70 + 7 \cdot 26) \cdot (40 + 7 \cdot 26) \cdot 10^{-6} = 0,167 \text{ уд/год.}$$

На следующем этапе необходимо рассчитать число грозových отключений за год:

$$N_{откл} = N_{уд} \cdot (1 - P_з) \cdot \eta \cdot P_{пер}, \quad (7.2)$$

где  $(1 - P_з)$  – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты МО, при  $P_з$  равном 0,9;  $\eta$  – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, равная 0,7;  $P_{пер}$  – вероятность импульсного перекрытия изоляции оборудования при ПУМ, равное 0,68 [18].

Для степени надежности 0,9:

$$N_{откл.0.9} = 0,167 \cdot (1 - 0,9) \cdot 0,7 \cdot 0,68 = 0,0079 \text{ откл/год.}$$

Тогда найдем вероятное число лет работы подстанции без отключения от прямых ударов молнии 7.3 [18]:

$$m_t = \frac{1}{N_{откл}}. \quad (7.3)$$

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Для степени надежности 0,9:

$$m_t = \frac{1}{0,0079} = 126,58 \text{ лет.}$$

Показателя числа лет работы без отключения от ПУМ для степени вероятности 0,9 более, чем достаточно, так как он намного превышает срок службы подстанции.

На подстанции 6 степень надежности 0,9 удовлетворяет категории надежности потребителей, поэтому будут установлены четыре молниеотвода, два из которых высотой 26 м от земли будут установлены на линейных порталах высотой 11,5 м, а два других высотой 26 м от земли будут установлены на осветительных вышках высотой 20 м.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>83</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате дипломного проекта был проведен анализ сети 110 кВ, спроектирована двухтрансформаторная подстанция, выбраны и проверены силовые трансформаторы, ячейки выключателей, предохранители. Выбраны виды и типоразмеры устройств релейной защиты и автоматики. При помощи руководящих указаний и указаний фирмы рассчитаны параметры устройств релейной защиты отдельных объектов на подстанции высокой и низкой стороны.

Проверены устройства релейной защиты и автоматики по коэффициентам чувствительности. Для проверки чувствительности использовались значения минимальных токов короткого замыкания, рассчитанные в программе ТоКо. Значения же максимальных токов короткого замыкания использовались при расчете токов срабатывания, так как защита должна быть отстроена от максимальных токов двухфазного КЗ. Для перевода тока из трехфазного в двухфазный использовались переводным коэффициентом.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
2. СТО «ОАО ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.124-2012. Стандарт организации. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ. – Москва, 2012. – 34 с.
3. Комиссарова, Е. Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / Е. Д. Комиссарова, А. В. Коржов; под ред. Е. Д. Комиссаровой. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2007. – Ч.1. – 140 с.
4. Комиссарова, Е. Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / Е. Д. Комиссарова. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2010. – Ч.2. – 158 с.
5. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети. / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей. / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2005. – 313 с.
7. Блок, В. М. Электрические сети и системы. / В. М. Блок. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
8. Электротехнический справочник / Под ред. В.Г. Герасимова – М.: Энергия, 1982. – Т. 1-3.
9. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. Акционерное общество «Уралэлектротяжмаш» – крупнейшее предприятие в области силового электротехнического оборудования для генерирования, передачи, распределения и потребления энергии. <http://www.uetm.ru/ru/>
11. Электроцит Самара <https://www.electroshield.ru/>
12. ГОСТ Р 59735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

13. РД 153-34.0-20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с. <http://www.uetm.ru/ru/>
14. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения
15. ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия
16. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
17. РД 34.35.113. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем. – М.: СПО ОРГРЭС, 1987. – 13 с.
18. Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие /А.В. Кабышев.– Томск:Изд-во ТПУ 2006–124с.

					<i>П-471.13.03.02.2020.296 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86