

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Факультет «Энергетический»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
начальник службы РЗА

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой,  
профессор, д.т.н.

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019г.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА  
СЖИГАНИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2019.238.ПЗ ВКР

Руководитель проекта,  
доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_/Р.В. Гайсаров  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019г.

Автор работы  
студентка группы П-472

\_\_\_\_\_/Т.К. Гутовец  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019г.

Нормоконтролер,  
доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_/К.Е. Горшков  
«\_\_»\_\_\_\_\_2019г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Гутовец Татьяны Константиновны

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

#### 1. Тема выпускной квалификационной работы

Проектирование теплоэлектроцентрали, работающей на сжигании твердых бытовых отходов

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 201\_ г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2019 г.

#### 3. Исходные данные к работе

- 1) Номинальное высшее напряжение подстанции \_\_\_\_\_
- 2) Номинальное низшее напряжение подстанции \_\_\_\_\_
- 3) Длины линий \_\_\_\_\_
- 4) Транзитная мощность \_\_\_\_\_
- 5) Мощность нагрузки \_\_\_\_\_
- 6) Реактанс системы \_\_\_\_\_
- 7) Число линий на стороне ВН и на стороне НН \_\_\_\_\_

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

3 ВЫБОР АККАМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

5 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ  
РАЗРАБОТАННОЙ ПОДСТАНЦИИ.

5.1.1. Релейная защита трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5

5.1.2. Релейная защита воздушных линий напряжением 220 кВ.

5.1.3. Релейная защита кабельных линий напряжением 10 кВ.

5.1.4. Релейная защита шин 220 кВ.

5.1.5. Релейная защита шин 10 кВ.

5.1.6. Релейная защита на шиносоединительном выключателе 220 кВ.

5.1.7. Релейная защита на обходном, шиносоединительном и секционном выключателях 10 кВ.

5.2. Выбор автоматики для оборудования подстанции.

5.2.1. Автоматическое повторное включение (АПВ).

5.3. Выбор фирмы-производителя.

6 ВЫБОР ТЕРМИНАЛОВ ЗАЩИТЫ ЗАЩИЩАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

6.1. Выбор терминала на ЛЭП 220 кВ.

6.2. Выбор терминала защиты трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5.

6.3. Выбор терминала защиты шиносоединительного выключателя 220 кВ.

6.4. Выбор терминала защиты шин 220 кВ.

6.5. Выбор терминала защиты шин 10,5 кВ.

6.6. Выбор терминала защиты секционного выключателя 10,5 кВ.

7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА  
СЖИГАНИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ.

7.1. Проблемы использования твердых бытовых отходов как альтернативного источника энергии.

7.3. Принцип работы синхронного генератора переменного тока.

7.4. Система возбуждения синхронного генератора. Принцип работы.

7.5. Выбор синхронного генератора для ТЭЦ.

7.6. Выбор релейной защиты синхронного генератора.

7.7. Выбор автоматики для синхронного генератора переменного тока.

7.8. Выбор терминала защиты синхронного генератора переменного тока.



## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Разработка подстанции	18.01.19	
Разработка релейной защиты и автоматики подстанции	26.04.19	
Изучение вопросов использования ТБО	12.05.19	
Расчет и выбор генераторов	22.05.19	
Разработка релейной защиты и автоматики генераторов	31.05.19	
Оформление работы	06.06.19	
Работа с чертежами	10.06.19	

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /Р. В. Гайсаров/

Студент \_\_\_\_\_ /Т.К. Гутовец/

## АННОТАЦИЯ

Гутовец Т.К. Проектирование теплоэлектроцентрали, работающей на сжигании твердых бытовых отходов. – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2019. – 92 с., 16 ил., 13 табл., библиогр. список – 11 наим., 2 л. чертежей ф. А1, 2 л. плакатов ф. А1.

В выпускной квалификационной работе выполнено проектирование подстанции химического завода, а также разработка ТЭЦ, работающей на сжигании твердых бытовых отходов. Выбрано необходимое оборудование подстанции и терминалы релейной защиты и автоматики этого оборудования. Рассмотрены и проанализированы проблемы использования ТБО как альтернативного источника электрической энергии, выбран турбогенератор теплоэлектроцентрали, а также терминалы релейной защиты и автоматики ТЭЦ. Все произведенные расчеты и выбор оборудования соответствуют нормативно-технической документации.

					<b>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Гутовец Т.К.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Гайсаров Р.В.</i>				5	92	
<i>Н. Контр.</i>	<i>Горшков К.Е.</i>				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>	<i>Горшков К.Е.</i>						
					<i>Проектирование теплоэлектроцентрали, работающей на сжигании твердых бытовых отходов.</i>		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ.....	8
1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования .....	8
1.2 Определение потоков мощности .....	8
1.3 Выбор силовых (питающих) трансформаторов .....	9
1.4 Выбор линий электропередач .....	10
1.4.1 Линия ввода .....	10
1.4.2 Транзитная линия .....	10
1.4.3 Кабельная линия на стороне НН.....	11
2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ .....	12
2.1 Выбор схем распределительных устройств .....	12
2.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах .....	15
2.3 Расчет токов короткого замыкания .....	16
2.4 Выбор коммутационных аппаратов, изоляторов, средств контроля измерений, ОПН, ячеек КРУ .....	20
3 ВЫБОР АККАМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ .....	33
3.1 Расчет аккумулятора батареи .....	33
3.2 Проверка аккумулятора по наибольшему толчковому току .....	34
3.3 Проверка батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах.....	35
3.4 Определение мощности подзарядного устройства.....	36
4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	38
4.1 Определение мощностей потребителей собственных нужд .....	38
4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	39
4.3 Выбор схемы питания потребителей собственных нужд.....	39
5 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ РАЗРАБОТАННОЙ ПОДСТАНЦИИ. ....	40
5.1.1. Релейная защита трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5.....	40
5.1.2. Релейная защита воздушных линий напряжением 220 кВ.....	43
5.1.3. Релейная защита кабельных линий напряжением 10 кВ. ....	46
5.1.4. Релейная защита шин 220 кВ.....	48
5.1.5. Релейная защита шин 10 кВ.....	49
5.1.6. Релейная защита на шиносоединительном выключателе 220 кВ. ....	50
5.1.7. Релейная защита на обходном, шиносоединительном и секционном выключателях 10 кВ. ....	51
5.2. Выбор автоматики для оборудования подстанции.....	51
5.2.1. Автоматическое повторное включение (АПВ).....	51
5.3. Выбор фирмы-производителя.....	55
6 ВЫБОР ТЕРМИНАЛОВ ЗАЩИТЫ ЗАЩИЩАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	56
6.1. Выбор терминала на ЛЭП 220 кВ.....	56
6.2. Выбор терминала защиты трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5.....	60
6.3. Выбор терминала защиты шиносоединительного выключателя 220 кВ.....	64
6.4. Выбор терминала защиты шин 220 кВ.....	65
6.5. Выбор терминала защиты шин 10,5 кВ.....	67

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

6.6. Выбор терминала защиты секционного выключателя 10,5 кВ. ....	68
7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА СЖИГАНИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ. ....	69
7.1. Проблемы использования твердых бытовых отходов как альтернативного источника энергии. ....	69
7.3. Принцип работы синхронного генератора переменного тока. ....	76
7.4. Система возбуждения синхронного генератора. Принцип работы. ....	78
7.5. Выбор синхронного генератора для ТЭЦ. ....	80
7.6. Выбор релейной защиты синхронного генератора. ....	81
7.7. Выбор автоматики для синхронного генератора переменного тока. ....	85
7.8. Выбор терминала защиты синхронного генератора переменного тока. ....	87
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	92

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6



## ВВЕДЕНИЕ

Передача электроэнергии в энергосистеме осуществляется на высоком напряжении (110 кВ и выше), это необходимо для того, чтобы уменьшить ток передачи и снизить потери.

Но в промышленных установках нецелесообразно использовать высокое напряжение, а к тому же и невозможно, поскольку габариты электрооборудования напрямую зависит от номинального напряжения питания.

Поэтому следует снизить высокое напряжение (110 кВ и выше) до низкого напряжения (6–10 кВ), более приемлемого для питания промышленных установок и промышленного производства в целом; а также распределение электроэнергии между потребителями удобнее производить на низком (6–10 кВ) и на среднем (35 кВ) напряжениях.

Чтобы перейти от высокого напряжения к низкому, необходимо устанавливать понизительные подстанции. На таких объектах энергосистемы происходит безопасное распределение электроэнергии, а также понижение её до необходимого класса напряжения.

Подстанция, как и другие объекты энергосистемы, проектируется с соблюдением необходимых норм и стандартов, которые были установлены с точки зрения технических показателей, экономических показателей, с учетом требований безопасности и прочее.

Подстанция – это важный объект энергосистемы, который требует для своей правильной и безопасной работы соблюдение всех необходимых правил при проектировании и строительстве.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

## 1.1 Выбор схемы соединения основного оборудования

Структурная схема – это часть главной схемы, которая определяет пути передачи электроэнергии от источников питания к потребителям.

При составлении структурной схемы учитывается: число воздушных линий на вводе и отходящих от подстанции, число кабельных линий на низком напряжении, а также то, что от подстанции питаются потребители 1 категории, поэтому требуется установка двух источников питания, а это значит, что необходимо установить два силовых (питающих) трансформатора.

Структурная схема подстанции представлена на рисунке 1.

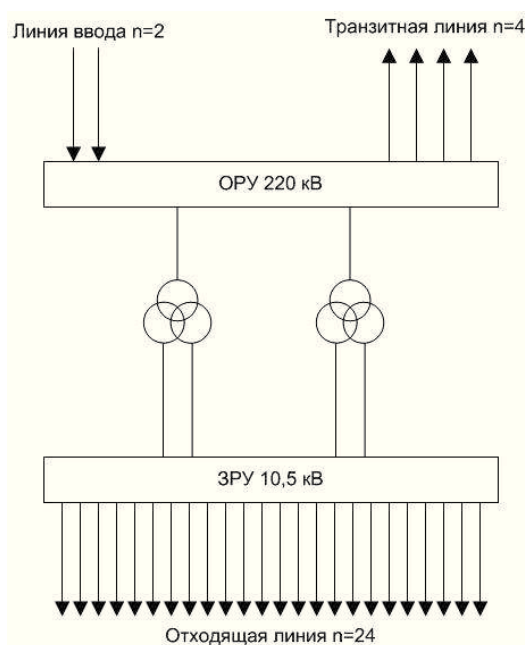


Рисунок 1 – Структурная схема подстанции химического комбината

## 1.2 Определение потоков мощности

На низкой стороне нагрузка составляет  $S_{\text{нагр}} = 82$  МВА, транзитная мощность составляет  $S_{\text{транз}} = 320$  МВА. Если пренебречь потерями в соединительных проводах самой подстанции, а также потерями в трансформаторах, то мощность на вводе составит:

$$S_{\text{ввода}} = S_{\text{нагр}} + S_{\text{транз}} = 320 \text{ МВА} + 82 \text{ МВА} = 402 \text{ МВА} . \quad (1.1)$$

Схема потоков мощности представлена на рисунке 2.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

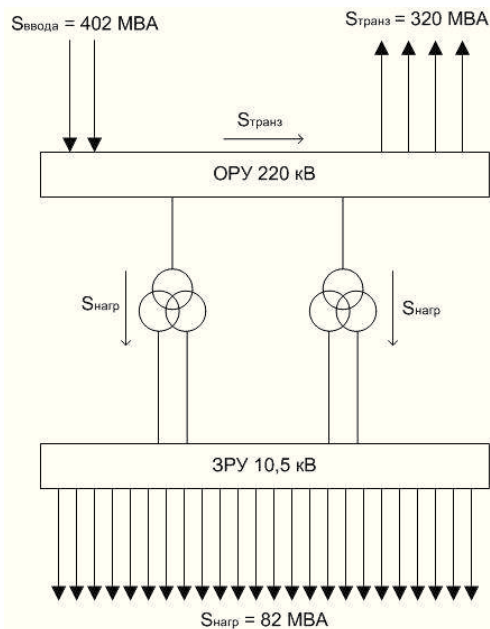


Рисунок 2 – Схема подстанции с учетом распределения потоков мощности

### 1.3 Выбор силовых (питающих) трансформаторов

При выборе силовых трансформаторов, принимают, что вся мощность нагрузки  $S_{\text{нагр}}$  равномерно распределена на каждый трансформатор. При этом каждый из трансформаторов должен быть загружен в нормальном режиме на 70%; но допускается загрузка трансформатора на 140% на 6 часов, при аварийном режиме, когда происходит отключение второго трансформатора.

Тогда получается, что расчетная мощность трансформатора  $S_{\text{расч.т}}$ :

$$S_{\text{расч.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{1,4} = \frac{82 \text{ МВА}}{1,4} = 58,57 \text{ МВА} . \quad (1.2)$$

Принимаем трансформатор с номинальной мощностью, близкой к расчетной  $S_{\text{ном.т}} = 63 \text{ МВА}$ .

К установке на подстанцию выбираем 2 силовых трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5 (трансформатор силовой трехфазный, с расщепленной обмоткой НН, с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, с регулированием напряжения под нагрузкой).

## 1.4 Выбор линий электропередач

### 1.4.1 Линия ввода

В нормальном режиме ток ввода равен:

$$I_{\text{норм.ввода}} = \frac{S_{\text{ввода}}}{n_{\text{ВВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{402 \text{ МВА}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 528 \text{ А.} \quad (1.3)$$

Но также необходимо учитывать утяжеленный режим работы воздушных линий электропередач, когда одна линия отключается после аварии, а вся мощность остается на одной линии ввода.

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж.ввода}} = \frac{S_{\text{ввода}}}{(n_{\text{ВВ}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{402 \text{ МВА}}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 1056 \text{ А.} \quad (1.4)$$

Для воздушных линий электропередач экономическая плотность тока установлена  $j_{\text{Э}} = 1 \text{ А/мм}^2$ .

Примем провод марки АС-3×300/39-220, длительно допустимый ток для данного провода  $I_{\text{ДД}} = 1380 \text{ А}$ , таким образом, такой провод способен выдерживать токи в нормальном и послеаварийном режиме.

### 1.4.2 Транзитная линия

Ток транзитной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.транз}} = \frac{S_{\text{транз}}}{n_{\text{транз}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{320 \text{ МВА}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 210 \text{ А.} \quad (1.5)$$

Аналогичным образом, как и для линии ввода, учтем утяжеленный режим работы транзитной линии.

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж.транз}} = \frac{S_{\text{транз}}}{(n_{\text{транз}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{320 \text{ МВА}}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 280 \text{ А.} \quad (1.6)$$

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Примем провод марки АС–240/32–220, длительно допустимый ток для данного провода  $I_{\text{дд}} = 610 \text{ А}$ , таким образом, такой провод способен выдерживать токи в нормальном и послеаварийном режиме.

#### 1.4.3 Кабельная линия на стороне НН

Примем экономическую плотность тока для алюминиевого кабеля с защитным покровом в виде шланга из поливинилхлоридного пластика  $j_{\text{э}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$  (с учетом числа часов использования максимума нагрузки в год  $T_{\text{max}} = \text{более } 5000$ ).

В нормальном режиме ток равен:

$$I_{\text{норм.нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{j_{\text{э}} \cdot n_{\text{нн}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{82 \text{ МВА}}{1,2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \cdot 24 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 188 \text{ А}. \quad (1.7)$$

В утяжеленном режиме, когда одна кабельная линия повреждена, как правило отключается вся система шин, к которой была подключена поврежденная кабельная линия. Получается, что в работе остается ровно половина кабельных линий.

Тогда ток в утяжелённом режиме:

$$I_{\text{утяж.нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{j_{\text{э}} \cdot \frac{n_{\text{нн}}}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{82 \text{ МВА}}{1,2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \cdot \frac{24}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 376 \text{ А}. \quad (1.8)$$

Выбираем для каждой кабельной линии трехжильный алюминиевый кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, с алюминиевой оболочкой и защитным покровом в виде шланга из поливинилхлоридного пластика, рассчитанный на номинальное напряжение 10 кВ: ААШВ–3×185, длительно допустимый ток данного кабеля  $I_{\text{дд}} = 385 \text{ А}$ , таким образом, такой кабель способен выдерживать токи в нормальном и послеаварийном режиме.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

## 2 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

### 2.1 Выбор схем распределительных устройств

#### 1. Схема РУ с одной секционированной ССШ

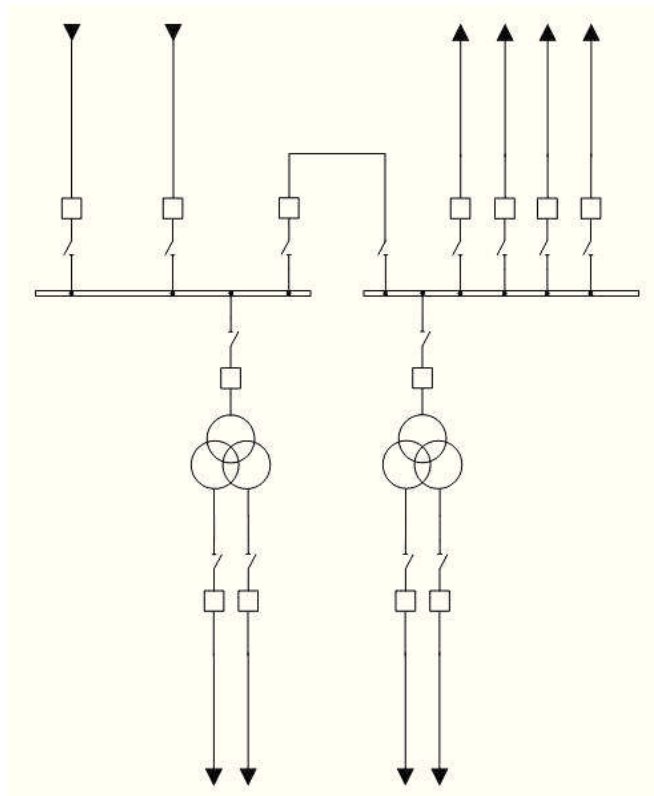


Рисунок 3 – Схема распределительного устройства с одной секционированной системой сборных шин.

Достоинства:

- 1) простота;
- 2) наглядность;
- 3) относительно низкая стоимость;
- 4) достаточная надежность даже для потребителей второй и первой категорий; возможность расширения.

Недостатки:

- 1) профилактический ремонт секции и шинных разъединителей связан с отключением секции;
- 2) повреждение в зоне секции (в том числе любого выключателя) приводит к отключению секции;
- 3) ремонт выключателей связан с отключением соответствующих присоединений.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## 2. Схема РУ с двумя ССШ

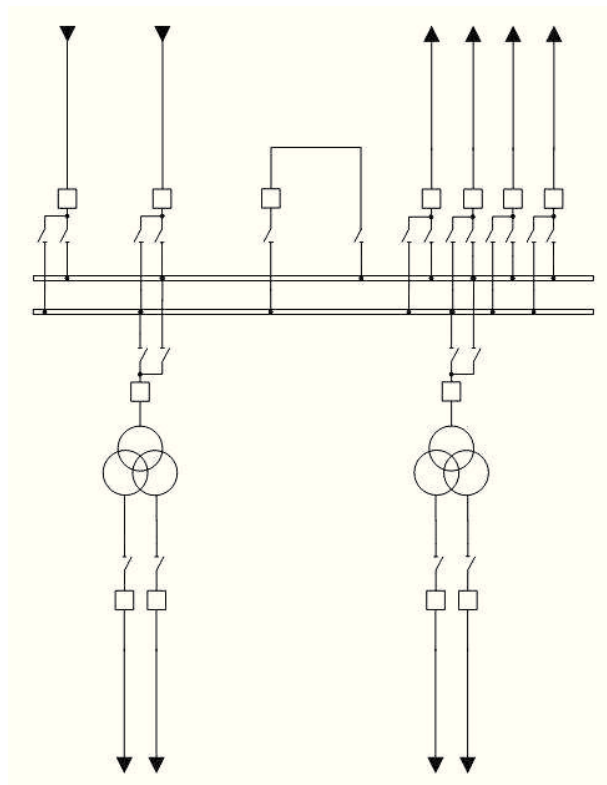


Рисунок 4 – Схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин

Достоинства:

- 1) ремонт ССШ без отключения присоединений;
- 2) ремонт ШР с отключением лишь одного присоединения;
- 3) отключение присоединений при повреждении на ССШ только на время ОП;
- 4) перевод присоединений с одной ССШ на другую без их отключения;
- 5) замена любого выключателя ШСВыключателем;
- 6) отключение присоединения при отказе его выключателя ШСВыключателем;
- 7) возможность расширения.

Недостатки:

- 1) РУ конструктивно сложнее и дороже;
- 2) ШР используются для ОП;
- 3) ремонт ССШ связан со снижением категорийности потребителей;
- 4) отключение выключателя связан с отключением присоединения;

- 5) отказ выключателя связан с отключением соответствующей ССШ;
- 6) отказ ШСВ связан с отключением обеих ССШ;
- 7) возникает проблема ограничения токов КЗ;
- 8) снижается наглядность.

### 3. Схема РУ с двумя ССШ и обходной

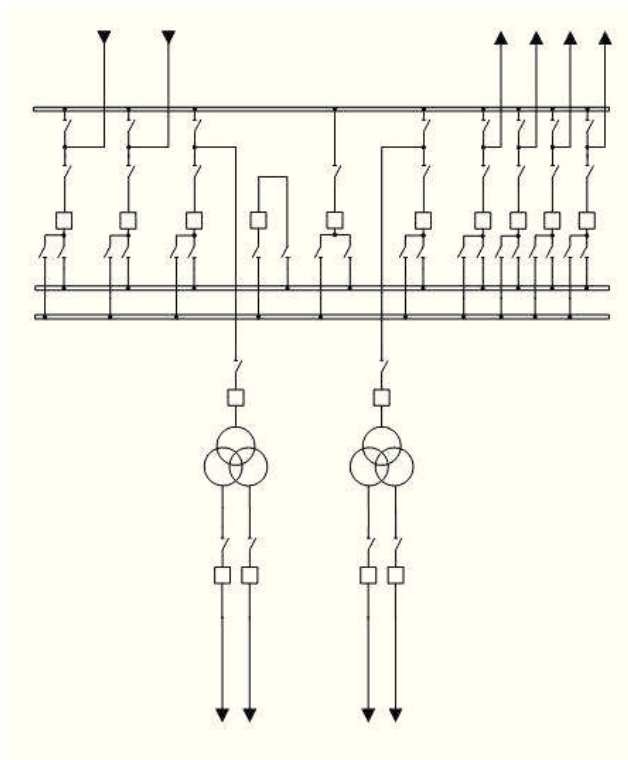


Рисунок 5 – Схема распределительного устройства с двумя системами сборных шин и обходной

Достоинства:

Те же самые, что и у РУ с двумя ССШ, но ещё добавляется одно достоинство: ремонт выключателя можно проводить без отключения присоединения.

Недостатки:

- 1) необходима установка обходной ССШ, обходного выключателя и большого числа обходных разъединителей;
- 2) РУ конструктивно сложное и дорогое;
- 3) разъединители используются для ОП;
- 4) плохая наглядность.

Для ОРУ 220 кВ, с потребителями 1 категории, целесообразно выбрать схему распределительного устройства с двумя системами сборных шин и обходной, но такая схема очень сложная в проектировании, дорогая и имеет плохую



наглядность, поэтому данную схему в новых проектах уже не применяют. Поэтому примем схему распределительно устройства с двумя системами сборных шин и ободной, поскольку она самая оптимальная с точки зрения простоты, наглядности и дешевизны для ОРУ 220 кВ с потребителями 1 категории.

На ЗРУ 10,5 кВ принимается схема распределительного устройства с двумя одиночными секционированными системами сборных шин, поскольку на подстанции используется два трансформатора с расщепленной обмоткой, каждая из которых будет подключена к одной секции.

## 2.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

При выборе линий электропередач уже были рассчитаны некоторые токи в нормальном и утяжеленном режимах с учетом количества линий:

$$I_{\text{норм.ввода}} = 528 \text{ А} \quad (I_{\text{утяж.ввода}} = 1056 \text{ А});$$

$$I_{\text{норм.транз}} = 210 \text{ А} \quad (I_{\text{утяж.транз}} = 280 \text{ А});$$

$$I_{\text{норм.нагр}} = 188 \text{ А} \quad (I_{\text{утяж.нагр}} = 376 \text{ А}).$$

Теперь необходимо посчитать ток на стороне ВН и НН трансформатора, чтобы потом можно было выбрать аппаратуру.

### 2.2.1 Ток на стороне ВН трансформатора

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.вн}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{63 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ кВ}} = 165 \text{ А}. \quad (2.1)$$

Ток в утяжеленном режиме принимаем из условия, что один трансформатор отключен, тогда:

$$I_{\text{утяж.вн}} = I_{\text{норм.вн}} \cdot 2 = 165 \text{ А} \cdot 2 = 330 \text{ А}. \quad (2.2)$$

### 2.2.2 Ток на стороне НН трансформатора

Ток в нормальном режиме (в одной обмотке НН):

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$I_{\text{норм.нн}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{n_{\text{обмоток}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{63 \text{ МВА}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 1732 \text{ А.} \quad (2.3)$$

Ток в утяжеленном режиме также принимаем из условия, что один трансформатор отключен, тогда:

$$I_{\text{утяж.нн}} = I_{\text{норм.нн}} \cdot 2 = 1732 \text{ А} \cdot 2 = 3464 \text{ А.} \quad (2.4)$$

Все токи в нормальном и продолжительном режимах представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи нормального и продолжительного режимов

	Нормальный режим	Продолжительный режим
$I_{\text{ввода, А}}$	528	1056
$I_{\text{транз, А}}$	210	280
$I_{\text{транс.вн, А}}$	165	330
$I_{\text{транс.нн, А}}$	1732	3464
$I_{\text{нагр, А}}$	188	376

## 2.3 Расчет токов короткого замыкания

### 2.3.1 Трёхфазное короткое замыкание на стороне ВН

Примем ЭДС системы  $E_{c^*} = 1$  о.е., реактанс системы  $X_{c^*} = 0,082$  о.е.

Рассмотрим схему замещения подстанции:

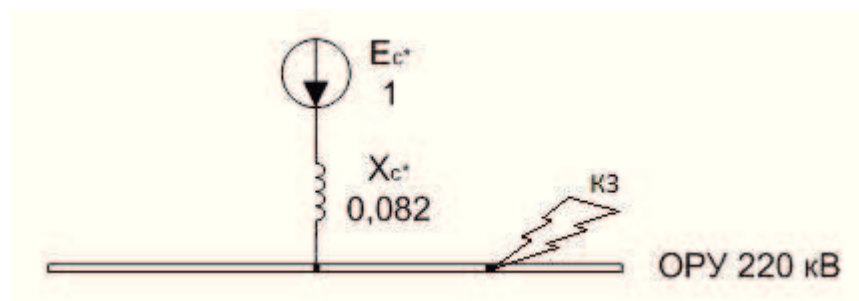


Рисунок 6 – Схема замещения подстанции для ОРУ 220 кВ

Ток короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{1*}^{(3)} = \frac{E_{C*}}{X_{C*}} = \frac{1 \text{ о. е.}}{0,082 \text{ о. е.}} = 12,2 \text{ о. е.} \quad (2.5)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 220 кВ составляет  $U_{\text{ср.ном.кз}} = 230$  кВ.

Ток трёхфазного короткого замыкания в именованных единицах определяется по формуле:

$$I_1^{(3)} = I_{1*}^{(3)} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 12,2 \text{ о. е.} \cdot \frac{100 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ кВ}} = 3,06 \text{ кА} . \quad (2.6)$$

Примем условие: «Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением 220-330 кВ», тогда:

- 1) периодическая составляющая времени  $T_{a1} = 0,03$  с;
- 2) ударный коэффициент  $K_{y1} = 1,717$ .

Тогда ударный ток короткого замыкания на стороне ВН:

$$I_{\text{уд1}}^{(3)} = K_{y1} \cdot I_1^{(3)} = 1,717 \cdot 3,06 \text{ кА} = 5,25 \text{ кА} ; \quad (2.7)$$

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_1^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 3,06 \text{ кА} = 7,43 \text{ кА} . \quad (2.8)$$

### 2.3.2 Трёхфазное короткое замыкание на стороне НН

Рассмотрим схему замещения подстанции.

Для нахождения тока короткого замыкания необходимо учесть реактивное сопротивление трансформаторов на стороне высокого и низкого напряжения.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

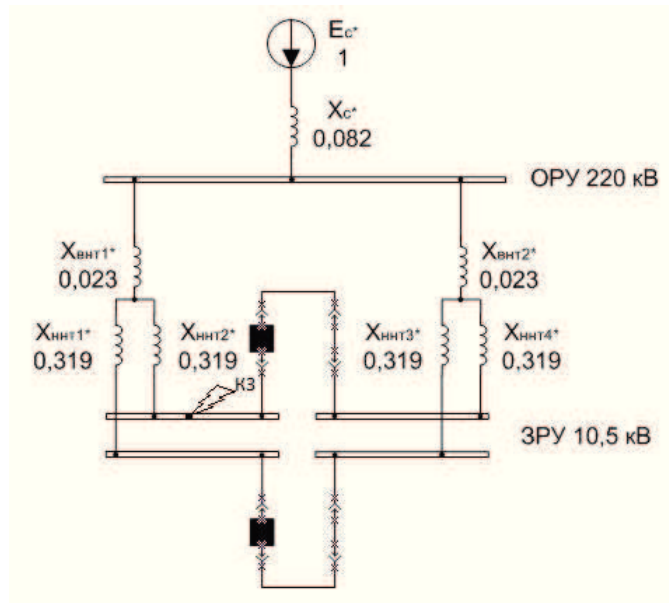


Рисунок 7 – Схема замещения подстанции ОРУ 220 кВ и ЗРУ 10,5 кВ

Напряжение короткого замыкания  $U_k = 11,5 \%$ .

Так как в данной работе используются два одинаковых трансформатора, их реактивное сопротивление одинаковое и в относительных единицах определяется по формулам:

$$\begin{aligned}
 X_{\text{внт}1*} &= X_{\text{внт}2*} = 0,125 \cdot \frac{U_k \%}{100 \%} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном.т}}} = \\
 &= 0,125 \cdot \frac{11,5 \%}{100 \%} \cdot \frac{100 \text{ МВА}}{63 \text{ МВА}} = 0,023 \text{ о. е.};
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

$$\begin{aligned}
 X_{\text{ннт}1*} &= X_{\text{ннт}2*} = 1,75 \cdot \frac{U_k \%}{100 \%} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном.т}}} = \\
 &= 1,75 \cdot \frac{11,5 \%}{100 \%} \cdot \frac{100 \text{ МВА}}{63 \text{ МВА}} = 0,319 \text{ о. е.}
 \end{aligned}
 \tag{2.10}$$

Так как обмотки НН  $X_{\text{ннт}1*}$  и  $X_{\text{ннт}3*}$  параллельны друг другу и подключены к одной системе сборных шин, аналогичны им  $X_{\text{ннт}2*}$  и  $X_{\text{ннт}4*}$ , то для рассмотрения точки КЗ на стороне НН возьмём первую систему сборных шин. Но в нормальном режиме, секционный выключатель отключен, получается, что к одной секции НН подключена одна обмотка трансформатора. Достаточно рассмотреть короткое замыкание только на одной секции, короткое замыкание на остальных трех секции будет рассчитываться аналогично и будет равно первому.

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{T1*} = X_{ВНТ1*} + X_{ННТ1*} = 0,023 \text{ о. е.} + 0,319 \text{ о. е.} = 0,342 \text{ о. е.} \quad (2.11)$$

Тогда промежуточная схема замещения будет выглядеть:

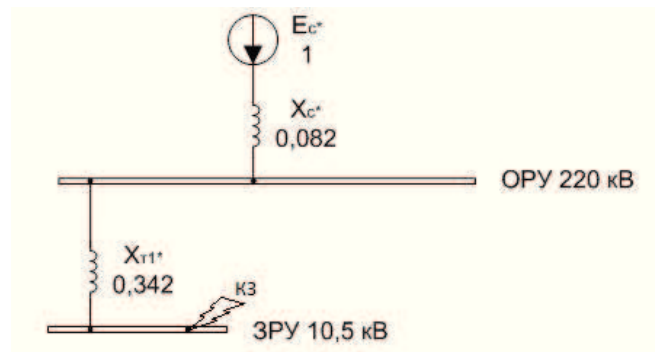


Рисунок 8 – Промежуточная схема замещения

Полное реактивное сопротивление от источника ЭДС до точки короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$X_{0*} = X_{c*} + X_{T1*} = 0,082 \text{ о. е.} + 0,342 \text{ о. е.} = 0,424 \text{ о. е.} \quad (2.12)$$

Конечная схема замещения:

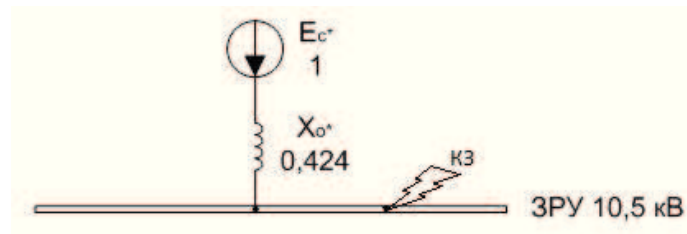


Рисунок 9 – Конечная схема замещения

Вычислим ток короткого замыкания на НН в относительных единицах:

$$I_{2*}^{(3)} = \frac{E_{c*}}{X_{0*}} = \frac{1 \text{ о. е.}}{0,424 \text{ о. е.}} = 2,359 \text{ о. е.} \quad (2.13)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 10 кВ составляет  $U_{\text{ср.ном.кз}} = 10,5 \text{ кВ}$ .

Ток трёхфазного короткого замыкания будет равен:

$$I_2^{(3)} = I_{2*}^{(3)} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 2,359 \text{ о. е.} \cdot \frac{100 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 12,97 \text{ кА.} \quad (2.14)$$

Примем условие: «Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ через трансформаторы единой мощностью 32 – 80 МВА», тогда:

- 1) периодическая составляющая времени  $T_{a2} = 0,08 \text{ с}$ ;
- 2) ударный коэффициент  $K_{y2} = 1,874$ .

Тогда ударный ток короткого замыкания на стороне НН:

$$I_{\text{уд2}}^{(3)} = K_{y2} \cdot I_2^{(3)} = 1,874 \cdot 12,97 \text{ кА} = 24,31 \text{ кА}; \quad (2.15)$$

$$i_{\text{уд2}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I_2^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,874 \cdot 12,97 \text{ кА} = 34,37 \text{ кА}. \quad (2.16)$$

## 2.4 Выбор коммутационных аппаратов, изоляторов, средств контроля измерений, ОПН, ячеек КРУ

### 2.4.1 Выбор выключателей на стороне ВН РУ

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель, так как масляные выключатели морально устарели, а воздушные нецелесообразно ставить, поскольку они имеют большие габариты, вакуумные подходят только для низкого напряжения.

Примем баковый элегазовый выключатель – ВГБУ-220/40/2000-У1.

Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{с.в1.}} = 0,035$ .

Полное время отключения выключателя  $t_{\text{полн1}} = 0,06$ .

Номинальный ток термической стойкости выключателя  $I_{\text{тер1}} = 40 \text{ кА}$ .

Номинальное время термической стойкости выключателя  $t_{\text{тер1}} = 3 \text{ с}$ .

Примем время срабатывания релейной защиты  $t_{\text{рза.min}} = 0,01 \text{ с}$  и выдержку времени релейной защиты  $t_{\text{рза}} = 0,1 \text{ с}$ .

Расчетное время отключения:

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$\tau_1 = t_{\text{рза.мин}} + t_{\text{с.в1}} = 0,01 \text{ с} + 0,035 \text{ с} = 0,045 \text{ с} . \quad (2.17)$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{откл1}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{полн1}} = 0,1 \text{ с} + 0,06 \text{ с} = 0,16 \text{ с} . \quad (2.18)$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{\text{ат1}} = \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot e^{-\frac{\tau_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 3,06 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,045 \text{ с}}{0,03 \text{ с}}} = 0,97 \text{ кА} . \quad (2.19)$$

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к1}} = I_1^2 \cdot (t_{\text{откл1}} + T_{a1}) = 3,06 \text{ кА}^2 \cdot (0,16 \text{ с} + 0,03 \text{ с}) = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} . \quad (2.20)$$

Термическая стойкость выключателя:

$$B_{\text{к1}} = I_{\text{тер1}}^2 \cdot t_{\text{тер1}} = 40^2 \text{ кА} \cdot 3 \text{ с} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} . \quad (2.21)$$

Запишем все рассчитанные показатели выключателя в сравнительную таблицу, в которой сравним одинаковые показатели по значениям.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики сети и коммутационных возможностей выключателя ВГБУ-220/40/2000-У1

Параметры сети	Параметры выключателя
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном1}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.ввода}} = 528 \text{ А}$	$I_{\text{ном1}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{кз1}} = 3,06 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном1}} = 40 \text{ кА}$
$I_{\text{уд1}} = 5,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин1}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд1}} = 7,43 \text{ кА}$	$i_{\text{дин1}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к1}} = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к1}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный выключатель полностью проходит по электродинамической и термической стойкости. В утяжеленном режиме такой выключатель также способен работать, поскольку  $1056 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$ . Этот выключатель можно установить на все присоединения ОРУ 220 кВ, так как все параметры одинаковые, отличие составляет лишь рабочий ток на линиях ввода, транзитных линиях, на шинно-соединительном выключателе, на выключателе трансформатора.

#### 2.4.2 Выбор разъединителей на сторону ВН РУ

Примем двухколонковый разъединитель с замыкающими ножами РДЗ-220/2000Н-УХЛ1 с приводом, типа ПУ-5У1.

Номинальный ток термической стойкости разъединителя  $I_{\text{тер}2} = 31,5 \text{ кА}$ .

Номинальное время термической стойкости разъединителя  $t_{\text{тер}2} = 3 \text{ с}$ .

Термическая стойкость разъединителя находится по формуле (2.21):

$$B_{\text{к}2} = I_{\text{тер}2}^2 \cdot t_{\text{тер}2} = 31,5^2 \text{ кА} \cdot 3 \text{ с} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 3 – Сравнительные характеристики сети и коммутационных возможностей разъединителя РДЗ-220/2000Н-УХЛ1

Параметры сети	Параметры разъединителя
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}2} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.ввода}} = 528 \text{ А}$	$I_{\text{ном}2} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{уд}1} = 5,25 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}2} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}1} = 1,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}2} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель полностью проходит по электродинамической и термической стойкости. В утяжеленном режиме такой разъединитель также способен работать, поскольку  $1056 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$ . Этот разъединитель можно установить на все присоединения ОРУ 220 кВ, так как все параметры одинаковые, отличие составляет лишь рабочий ток, аналогично как и у выключателя ВГБУ-220/40/2000-У1 (см. пояснение выше).

#### 2.4.3 Выбор выключателей на стороне НН РУ

На сторону НН целесообразно устанавливать вакуумные выключатели, которые устанавливаются в шкафы КРУ.



Примем вакуумный выключатель ВВЭ-10/31,5/630-У3.

Собственное время отключения выключателя  $t_{с.вз} = 0,055$ .

Полное время отключения выключателя  $t_{полнз} = 0,075$ .

Номинальный ток термической стойкости выключателя  $I_{терз} = 31,5$  кА.

Номинальное время термической стойкости выключателя  $t_{терз} = 3$  с.

Примем время срабатывания релейной защиты  $t_{рза.min} = 0,01$  с. и выдержку времени релейной защиты  $t_{рза} = 0,1$  с.

Расчеты аналогичны, что и для выключателя ВГБУ-220/40/2000-У1, и находятся по формулам (2.17-2.21).

Расчетное время отключения:

$$\tau_3 = t_{рза.min} + t_{с.вз} = 0,01 \text{ с} + 0,055 \text{ с} = 0,065 \text{ с}.$$

Время отключения выключателя:

$$t_{отклз} = t_{рза} + t_{полнз} = 0,1 \text{ с} + 0,075 \text{ с} = 0,175 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{атз} = \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot e^{-\frac{\tau_3}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 12,97 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,065 \text{ с}}{0,08 \text{ с}}} = 8,14 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_{кз} = I_2^2 \cdot (t_{отклз} + T_{a2}) = 12,97^2 \text{ кА} \cdot (0,175 \text{ с} + 0,08 \text{ с}) = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Термическая стойкость выключателя:

$$B_{кз} = I_{терз}^2 \cdot t_{терз} = 31,5^2 \text{ кА} \cdot 3 \text{ с} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Таблица 4 – Сравнительные характеристики сети и коммутационных возможностей выключателя ВВЭ-10/31,5/630-У3

Параметры сети	Параметры выключателя
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном3}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.нагр}} = 188 \text{ А}$	$I_{\text{ном3}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{КЗ2}} = 12,97 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном3}} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\text{уд2}} = 24,31 \text{ кА}$	$I_{\text{дин3}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд2}} = 34,37 \text{ кА}$	$i_{\text{дин3}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к3}} = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к3}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный выключатель полностью проходит по электродинамической и термической стойкости. В утяжеленном режиме такой выключатель также способен работать, поскольку  $376 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$ . Этот выключатель можно установить на присоединения кабельных линий в ЗРУ 10 кВ и присоединения трансформаторов собственных нужд. Для присоединений обмоток НН трансформатора и секционного выключателя необходимо установить выключатель на более высокие рабочие токи.

Примем выключатель ВВЭ-10/31,5/3150-У3.

Собственное время отключения выключателя  $t_{\text{с.в4}} = 0,055$ .

Полное время отключения выключателя  $t_{\text{полн4}} = 0,075$ .

Номинальный ток термической стойкости выключателя  $I_{\text{тер4}} = 31,5 \text{ кА}$ .

Номинальное время термической стойкости выключателя  $t_{\text{тер4}} = 3 \text{ с}$ .

Примем время срабатывания релейной защиты  $t_{\text{рза.min}} = 0,01 \text{ с}$  и выдержку времени релейной защиты  $t_{\text{рза}} = 0,1 \text{ с}$ .

Расчеты аналогичны, что и для выключателя ВГБУ-220/40/2000-У1, и находятся по формулам (2.17-2.21).

Расчетное время отключения:

$$\tau_4 = t_{\text{рза.min}} + t_{\text{с.в4}} = 0,01 \text{ с} + 0,055 \text{ с} = 0,065 \text{ с}.$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{откл4}} = t_{\text{рза}} + t_{\text{полн4}} = 0,1 \text{ с} + 0,075 \text{ с} = 0,175 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{\text{ат4}} = \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot e^{-\frac{\tau_4}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 12,97 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,065 \text{ с}}{0,08 \text{ с}}} = 8,14 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания:

$$B_{\text{к4}} = I_2^2 \cdot (t_{\text{откл4}} + T_{a2}) = 12,97^2 \text{ кА}^2 \cdot (0,175 \text{ с} + 0,08 \text{ с}) = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Термическая стойкость выключателя:

$$B_{\text{к4}} = I_{\text{тер4}}^2 \cdot t_{\text{тер4}} = 31,5^2 \text{ кА} \cdot 3 \text{ с} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 5 – Сравнительные характеристики сети и коммутационных возможностей выключателя ВВЭ-10/31,5/3150-У3

Параметры сети	Параметры выключателя
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном4}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.нн}} = 1128 \text{ А}$	$I_{\text{ном4}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{кз2}} = 12,97 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном4}} = 31,5 \text{ кА}$
$I_{\text{уд2}} = 24,31 \text{ кА}$	$I_{\text{дин4}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд2}} = 34,37 \text{ кА}$	$i_{\text{дин4}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к4}} = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к4}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный выключатель полностью проходит по электродинамической и термической стойкости. В утяжеленном режиме такой выключатель также способен работать, поскольку  $2256 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$ . Этот выключатель можно установить на присоединения обмоток НН трансформатора и присоединения секционного выключателя в ЗРУ 10 кВ.

Выбирать разъединители на сторону НН в ЗРУ нецелесообразно, поскольку выкатная тележка шкафов КРУ и является разъединителем.

#### 2.4.4 Выбор контрольно-измерительных приборов

Рекомендуемый список приборов для установки:

Линии 10,5 кВ: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии для линий, отходящих к потребителю.

Линии 220 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых линиях. Причём, для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра, а на линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепь понизительного трансформатора: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 220 кВ: вольтметр с пофазным переключением для измерения трех фазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор.

Сборные шины 10,5 кВ: вольтметр с пофазным переключением для измерения трех фазных напряжений и регистрирующий вольтметр.

Цепь секционного или шиносоединительного выключателя: амперметр.

##### 2.4.4.1 Выбор трансформатора тока на стороне ВН

На стороне ВН установлен баковый элегазовый выключатель со встроенными трансформаторами тока ТВ-220/1200/5-У2, вторичный ток которого  $I_2 = 5$  А. Номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5  $Z_{2ном1} = 1,2$  Ом. Рассчитывать электродинамическую и термическую стойкость трансформатора тока нецелесообразно, поскольку завод-производитель предусматривает установку подходящих ТТ по таким же показателям, что и выключатель, куда будут встроены трансформаторы тока.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты. Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Во вторичную обмотку трансформатора подключен многофункциональный прибор ЩМ120, мощность потребления которого  $S_{\text{приб1}} = 15 \text{ ВА}$ .

Сопротивление прибора:

$$r_{2\text{приб1}} = \frac{S_{\text{приб1}}}{I_2^2} = \frac{15 \text{ ВА}}{5^2 \text{ А}} = 0,6 \text{ Ом} . \quad (2.22)$$

Примем сопротивление контактов  $r_{2к} = 0,05 \text{ Ом}$ , поскольку число приборов меньше 3, используется один многофункциональный прибор.

Сопротивления проводов:

$$\begin{aligned} r_{2\text{пров1}} &= Z_{2\text{ном1}} - r_{\text{приб1}} - r_{2к} = 1,2 \text{ Ом} - 0,6 \text{ Ом} - 0,05 \text{ Ом} \\ &= 0,55 \text{ Ом} . \end{aligned} \quad (2.23)$$

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых  $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ . Приблизительная длина кабеля для ОРУ 220 кВ примем равной  $l_{\text{расч1}} = 100 \text{ м}$ , тогда сечение:

$$q_1 = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч1}}}{r_{2\text{пров1}}} = \frac{0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}{\text{м}} \cdot 100 \text{ м}}{0,55 \text{ Ом}} = 3,18 \text{ мм}^2 . \quad (2.24)$$

Принимаем провод с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

#### 2.4.4.2 Выбор трансформатора тока на стороне НН

Выбор трансформаторов тока производят по напряжению установки, по току, по конструкции и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке.

Примем однофазный трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ-10/1500/5-У2, с номинальным первичным током  $I_{1\text{ном1}} = 1500 \text{ А}$ , для установки на обмотку НН трансформатора и на секционный выключатель; примем проходной трансформатор тока с литой изоляцией ТПЛ-10/200/5-У3, с номинальным первичным током  $I_{1\text{ном2}} = 200 \text{ А}$ , для установки на кабельные линии и линии, питающие трансформаторы собственных нужд.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Для ТОЛ-10/1500/5-У2 ток термической стойкости равен  $I_{\text{тер}} = 31,5$  кА, а время термической стойкости  $t_{\text{тер}} = 1$  с.

Тогда термическая стойкость трансформатора тока будет определяться по формуле (2.21).

Термическая стойкость ТТ:

$$B_{\text{к.тт}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \text{ кА} \cdot 1 \text{ с} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 6 – Сравнительные характеристики сети и стойкости трансформатора тока ТОЛ-10/1500/5-У2

Параметры сети	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{ном.тт}} = 10$ кВ
$I_{\text{ном.нн}} = 1128$ А	$I_{\text{ном.тт}} = 1500$ А
$I_{\text{уд2}} = 24,31$ кА	$I_{\text{дин.тт}} = 100$ кА
$B_{\text{к4}} = 42,9$ кА <sup>2</sup> · с	$B_{\text{к.тт}} = 992,25$ кА <sup>2</sup> · с

Данный трансформатор тока проходит по всем необходимым электрическим показателям.

Для ТПЛ-10/200/5-У3 кратность номинального тока электродинамической стойкости равна  $K_{\text{дин}} = 250$ , кратность номинального тока термической стойкости равна  $K_{\text{тер}} = 45$ , время термической стойкости равно  $t_{\text{тер}} = 3$  с.

Ток динамической стойкости трансформатора тока:

$$I_{\text{дин.тт}} = K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 \text{ А} = 70,71 \text{ кА}. \quad (2.25)$$

Термическая стойкость трансформатора тока:

$$B_{\text{к.тт}} = (K_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} = (45 \cdot 200 \text{ А})^2 \cdot 3 \text{ с} = 421,875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.26)$$

Таблица 7 – Сравнительные характеристики сети и стойкости трансформатора тока ТПЛ-10/200/5-У3

Параметры сети	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.тт}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм.нн}} = 188 \text{ А}$	$I_{\text{ном.тт}} = 200 \text{ А}$
$I_{\text{уд2}} = 24,31 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.тт}} = 70,71 \text{ кА}$
$B_{\text{к4}} = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.тт}} = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный трансформатор тока также подходит по всем необходимым электрическим показателям.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты. Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

Во вторичную обмотку трансформатора подключен многофункциональный прибор ЩПО2П, мощность потребления которого  $S_{\text{приб2}} = 2,5 \text{ ВА}$ .

Общее сопротивление прибора определяется по формуле (2.22):

$$r_{2\text{приб2}} = \frac{S_{\text{приб2}}}{I_2^2} = \frac{2,5 \text{ ВА}}{5^2 \text{ А}} = 0,1 \text{ Ом} .$$

Номинальное сопротивление трансформаторов тока ТОЛ-10 и ТПЛ-10, в классе точности 0,5, равно  $Z_{2\text{ном2}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Примем сопротивление контактов  $r_{2\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ , поскольку число приборов меньше 3, используется один многофункциональный прибор.

Сопротивления проводов рассчитываются по формуле (2.23):

$$r_{2\text{пров2}} = Z_{2\text{ном2}} - r_{2\text{приб2}} - r_{2\text{к}} = 0,4 \text{ Ом} - 0,1 \text{ Ом} - 0,05 \text{ Ом} = 0,25 \text{ Ом} .$$

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ . Приблизительная длина кабеля для ЗРУ 10 кВ примем равной  $l_{\text{расч2}} = 6 \text{ м}$ , тогда сечение можно определить по формуле (2.24):

$$q_2 = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч2}}}{r_{2\text{пров2}}} = \frac{0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \cdot 6 \text{ м}}{0,25 \text{ Ом}} = 0,42 \text{ мм}^2 .$$

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил, поэтому примем  $q_2 = 2,5 \text{ мм}^2$ .

#### 2.4.4.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке. Трансформаторы напряжения питаются от сборных шин РУ.

Выберем газонаполненный заземляемый однофазный трансформатор напряжения ЗНОГ-220/100-79У3; установим на каждую фазу один такой трансформатор напряжения.

Трансформатор имеет номинальную, для класса точности 0,5, мощность вторичной цепи 400 ВА на одну фазу. Таким образом, мощность на три фазы данных трансформаторов напряжения:

$$S_{2\text{ном}} = S_{2\text{ТН}} \cdot n_{\text{ТН}} = 400 \text{ ВА} \cdot 3 = 1200 \text{ ВА} ; \quad (2.27)$$

$$S_{2\Sigma} = S_{2\text{приб}} \cdot n_{\text{приб}} = 15 \text{ ВА} \cdot 9 = 135 \text{ ВА} . \quad (2.28)$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}; \quad (2.29)$$

$$135 \text{ ВА} \leq 1200 \text{ ВА} .$$

Таким образом, данные трансформаторы напряжения проходят по нагрузке.

#### 2.4.4.4 Выбор трансформатора напряжения на стороне НН

Выберем трансформатор напряжения антирезонансный НАМИ-10/100-95УХЛ2 с контролем изоляции сети.

Трансформатор имеет номинальную, для класса точности 0,5, мощность вторичной цепи 200 ВА на три фазы. Таким образом, загрузка одного

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30



трансформатора напряжения будет рассчитываться аналогично по формулам (2.27-2.29):

$$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА} ;$$

$$S_{2\Sigma} = S_{2\text{приб}} \cdot n_{\text{приб}} = 2,5 \text{ ВА} \cdot 34 = 85 \text{ ВА} .$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}};$$

$$85 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА} .$$

Таким образом, данные трансформаторы напряжения проходят по нагрузке.

#### 2.4.5 Токоведущие части подстанции (ошиновка)

В РУ 35 кВ и выше можно применять гибкие шины, выполненные проводами АС. В таком варианте исполнения токоведущих частей подстанции гибкие шины (ошиновка) проверяется только по допустимому току в утяжелённом режиме.

Ток сборных шин в нормальном режиме  $I_{\text{норм.шин}} = I_{\text{норм.ввода}} = 528 \text{ А}$ .

Ток сборных шин в утяжеленном режиме  $I_{\text{утяж.шин}} = I_{\text{утяж.ввода}} = 1056 \text{ А}$ .

Ток на стороне ВН трансформатора в нормальном режиме  $I_{\text{норм.вн}} = 108 \text{ А}$ .

Ток на стороне ВН трансформатора в утяжеленном режиме  $I_{\text{утяж.вн}} = 216 \text{ А}$ .

Для ОРУ 220 кВ выбираем сечение провода по самому большому рабочему току и току послеаварийного режима, принимаем провод марки АС–600/72.

Ток на стороне НН трансформатора в нормальном режиме  $I_{\text{норм.нн}} = 1128 \text{ А}$ .

Ток на стороне НН трансформатора в утяжелённом режиме  $I_{\text{утяж.нн}} = 2256 \text{ А}$ .

Гибкую связь 10,5 кВ от трансформатора до ЗРУ выполним проводом марки АС–3×400/51.

Во избежание склёстывания проводов в фазе, устанавливаются дистанционные распорки типа Р-3-120, согласно ПУЭ 4.2.56.

#### 2.4.6 Выбор шкафов КРУ

Распределительное устройство на напряжении 10,5 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов комплектных

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

распределительных устройств внутренней установки – КРУ. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа.

Примем ячейку КРУ К-104М. В данный вид ячейки уже встроены системы сборных шин, которые предусматриваются заводом-изготовителем. В ячейки К-104М возможно установить вакуумные выключатели, которые были выбраны ранее, они полностью подходят по электрическим параметрам к данной ячейке КРУ (см. выбор вакуумных выключателей выше). Основные электротехнические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики ячейки КРУ К-104М

Параметр	Величина
$U_{ном}$ , кВ	10
$I_{ном}$ , А	630-3150
$I_{ном.СШ}$ , А	1000-3150
$I_{откл}$ , кА	20; 25; 31,5
$I_{тер}$ , кА/ $t_{тер}$ , с	20/3; 31,5/3
$I_{дин}$ , кА	51; 81

На линии, идущих от стороны НН трансформатора, а также на секционные выключатели поставим КРУ К-104М-10/31,5/3150, в количестве 6 штук; на кабельные линии и на линии, питающие трансформаторы собственных нужд, поставим КРУ К-104М-10/31,5/630, в количестве 28 штук. Всего используется 34 ячейки КРУ К-104М.

#### 2.4.7 Изоляторы

Для гибкой ошиновки на ОРУ 220 кВ выбираем изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные ЛК-160/220-А-4-УХЛ1. Механическая разрушающая сила на изгиб таких изоляторов равна  $F_{max.раз} = 160$  кН. Длина изоляторов составляет  $l_{из} = 2361$  мм.

#### 2.4.8 Выбор ОПН

На сторону ВН, для ОРУ 220 кВ, примем ОПН-220/176/10/850-УХЛ1.

На сторону НН, для ЗРУ 10,5 кВ, примем ОПН-10/11/10/600-УХЛ1.

### 3 ВЫБОР АККАМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ

#### 3.1 Расчет аккумуляторной батареи

Примем аккумуляторную батарею серии Varta bloc.

Для аккумуляторов типа Varta bloc напряжение на элементе в режиме подзаряда  $U_{ПЗ} = 2,23$  В.

Если принять, что максимальное напряжение на шинах батареи  $U_{ш}^{max}=230$  В, вычислим число основных элементов  $n_0$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{ПЗ}} = \frac{230 \text{ В}}{2,23 \text{ В}} = 103,139 \cong 104 \text{ элемента} . \quad (3.1)$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_3^{max}=2,35$  В, к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{min}$ :

$$n_{min} = \frac{U_m}{U_3} = \frac{230 \text{ В}}{2,35 \text{ В}} = 97,87 \cong 98 \text{ элементов} . \quad (3.2)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_3^{min} = 1,75$  В, а на шинах батареи напряжение не ниже номинального  $U_{ш}^{min} = 220$  В, к шинам подключается общее число элементов  $n$ :

$$n = \frac{220 \text{ В}}{1,75 \text{ В}} = 125,71 \cong 126 \text{ элементов} . \quad (3.3)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется  $n_{зп}$ :

$$n_{зп} = n - n_{min} = 126 - 98 = 28 \text{ элементов} . \quad (3.4)$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из загрузки постоянно

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

подключенных потребителей  $I_{п}$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для подстанции 220 кВ:

1. постоянно включенные нагрузки  $I_{п} = 17,82 \text{ А}$  (15...25 А);
2. временно включенные нагрузки  $I_{вр} = 67,82 \text{ А}$  (65...75 А).

Найдём нагрузку установившегося часового (получасового) аварийного разряда:

$$I_{ав} = I_{п} + I_{вр} = 17,82 \text{ А} + 67,82 \text{ А} = 85,64 \text{ А} . \quad (3.5)$$

Для аккумуляторов типа Varta bloc типовой номер определяют по допустимому току разряда  $I_{разр}$  при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} ; \quad (3.6)$$

$$145 \text{ А} \geq 89,92 \text{ А} .$$

Условие выполняется, поэтому можно принять аккумуляторную батарею типа VARTA bloc, серии Vb 2305.

### 3.2 Проверка аккумулятора по наибольшему толчковому току

Ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима  $I_{пр} = 2,3 \text{ А}$ .

Определим максимальный толчковый ток:

$$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр} = 85,64 \text{ А} + 2 \cdot 2,23 \text{ А} = 90,24 \text{ А} . \quad (3.7)$$

Для батареи серии Vb 2305 разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда  $I_{разр(30'')} = 222,5 \text{ А}$ .

Условие проверки аккумуляторной батареи по разрядному току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах} ; \quad (3.8)$$

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

$$222,5 \text{ A} \geq 90,24 \text{ A} .$$

Условие выполняется, следовательно, батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

### 3.3 Проверка батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах

В аккумуляторной батарее серии Vb 2305 количество пластин  $k=5$ .

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т. max}}{k} = \frac{90,24 \text{ A}}{5} = 18,048 \text{ A} \cong 18,1 \text{ A} . \quad (3.9)$$

По рисунку , на котором представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta bloc пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно, от тока разряда в расчете на одну пластину  $k$ , определяем  $U_p$ .

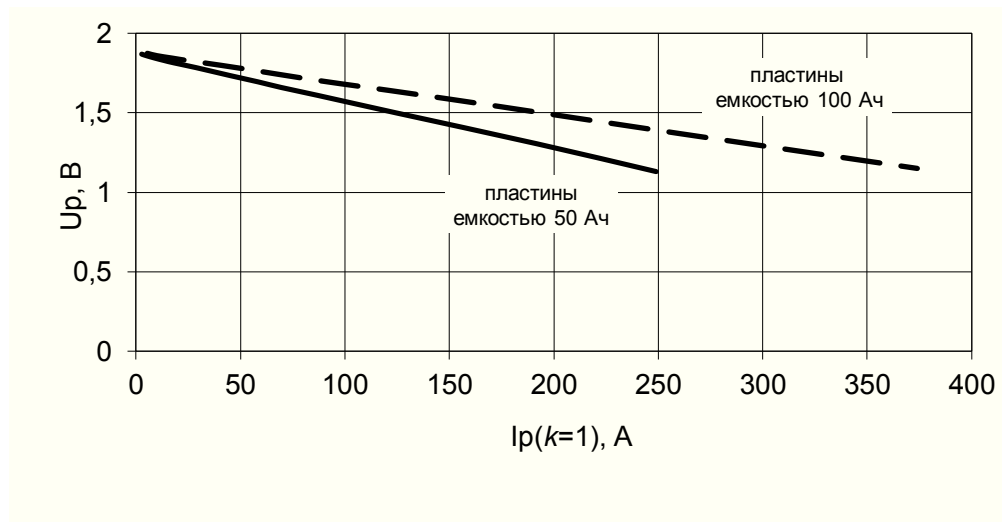


Рисунок 10 – Характеристики элемента Varta bloc с пластинами емкостью 50 А·ч и 100 А·ч

Для батареи серии Vb 2305, с емкостью пластины 50 А·ч,  $U_p = 1,8 \text{ В}$ .

По известной величине  $U_p$ , определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{ост} = U_p \cdot n = 1,8 \text{ В} \cdot 126 = 226,8 \text{ В} . \quad (3.10)$$

Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение напряжения  $U_{отк}$  на аккумуляторах:

$$U_{\text{отк}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} - 100 \% = \left( \frac{U_{\text{р}} \cdot n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% \right) - 100 \% = 3,1 \% . \quad (3.11)$$

Данное отклонение допустимо, поскольку  $3,1 \% \leq 5 \%$ .

### 3.4 Определение мощности подзарядного устройства

Ток подзарядного устройства типа Varta bloc, с емкостью пластин 50 А·ч:

$$I_{\text{пз}} = 0,025 \cdot k + I_{\text{п}} = 0,025 \cdot 5 + 17,82 \text{ А} = 17,945 \text{ А} \cong 18 \text{ А} . \quad (3.12)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \text{ В} \cdot n_0 = 2,23 \text{ В} \cdot 104 = 231,92 \text{ В} \cong 232 \text{ В} . \quad (3.13)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}} = 232 \text{ В} \cdot 18 \text{ А} = 4176 \text{ Вт} . \quad (3.14)$$

Ток заряда зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{\text{п}} = 5 \cdot 5 + 17,82 \text{ А} = 42,82 \text{ А} \cong 43 \text{ А} . \quad (3.15)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \text{ В} \cdot n = 2,75 \text{ В} \cdot 126 = 346,5 \text{ В} \cong 347 \text{ В} . \quad (3.16)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 = 347 \text{ В} \cdot 43 \text{ А} = 14\,921 \text{ Вт} . \quad (3.17)$$

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Выберем подзарядное устройство: ВАЗП 380/260-40/80-3 с мощностью  $P_3=20,8$  кВт.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

## 4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

### 4.1 Определение мощностей потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей и разъединителей, шкафов КРУ; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения, насосы маслохозяйства. Наиболее ответственные потребители – оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Поскольку мощность потребителей собственных нужд небольшая, относительно мощности потребителей данной подстанции, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов собственных нужд. Трансформаторы собственных нужд, как правило, подключаются к шинам низкого напряжения (6-10 кВ).

Таблица 9 – Потребители собственных нужд подстанций

Вид потребителя	Мощность, кВт	Количество, шт
Система охлаждения силовых трансформаторов ТРДЦН-63000/220/10,5	29,6	2
Подогрев выключателей и приводов (на три полюса)	4,8 + 1,32	9
Подогрев шкафов КРУ	1	34
Подогрев разъединителей и шкафов зажимов	0,6	28
Подогрев шкафов релейной защиты	1	34
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ, совмещенного с ОПУ и здания разъездного персонала	20 + 5,5	1
Освещение ОРУ	5	1
Маслохозяйство	25	1
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	20,8	1
Итого	275,38	

Расчетная активная мощность потребителей собственных нужд равна  $P_{сн} = 275,38 \text{ кВт} \approx 276 \text{ кВт}$ .

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38



Примем коэффициент  $K_c = 0,8$ , учитывающий одновременность загрузки трансформаторов собственных нужд и коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,85$ , учитывающий реактивную составляющую мощности потребления.

Тогда расчетная полная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{сн}} = K_c \cdot \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = 0,8 \cdot \frac{276 \text{ кВт}}{0,85} = 259,77 \text{ кВА} \cong 260 \text{ кВА}. \quad (4.1)$$

#### 4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Так как на стороне НН две одиночные секционированные системы шин, то требуется установить как минимум два трансформатора собственных нужд. На данную подстанцию установим 4 трансформатора собственных нужд.

Выберем  $4 \times \text{ТМГ-100/10/0,4}$ , мощность одного трансформатора собственных нужд равна 100000 ВА, это полностью удовлетворяет мощности потребителей собственных нужд.

#### 4.3 Выбор схемы питания потребителей собственных нужд

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы собственных нужд присоединяют к шинам 10 кВ. Цепи и аппараты собственных нужд целесообразно защищать плавкими предохранителями, а не выключателями, так как токи в этих цепях небольшие. Поэтому на присоединения трансформаторов собственных нужд, в КРУ К-104М, установим не вакуумный выключатель, а плавкий предохранитель.

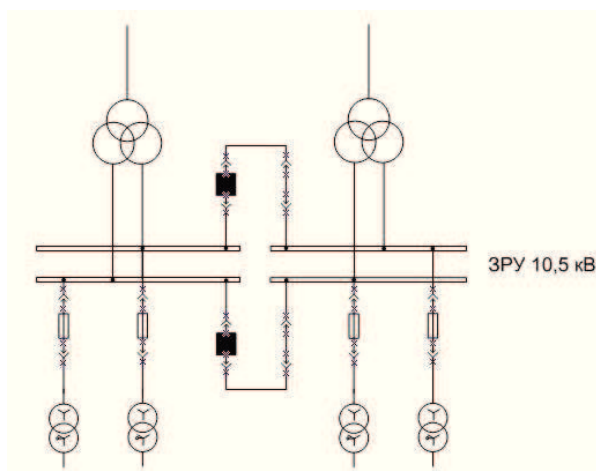


Рисунок 11 – Схема питания потребителей собственных нужд

## 5 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ РАЗРАБОТАННОЙ ПОДСТАНЦИИ.

5.1. Релейная защита и автоматика элементов подстанции запроектирована в объеме, предусмотренном ПУЭ, 2016г. и действующими указаниями по выбору защиты.

Электроустановки оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

1. Автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;
2. Реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы.

Действие релейной защиты фиксируется указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами в той степени, в какой это необходимо для учета и анализа работы защит. Устройства, фиксирующие действие релейной защиты на отключение, устанавливаем так, чтобы сигнализировать действие каждой защиты, а при сложной защите отдельных ее частей (разные ступени защиты, отдельные комплекты защит от разных видов повреждения и т.п).

В электроустановках 110-500 кВ предусматриваются устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ). При отказе одного из выключателей поврежденного элемента электроустановки УРОВ действуют на отключение выключателей, смежных с отказавшим.

### 5.1.1. Релейная защита трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5

Для трансформаторов предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы /п.3.2.51/

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 3) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 4) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

- 5) понижения уровня масла;
- 6) возгорание масла;
- 7) «пожар» стали магнитопровода;
- 8) однофазных замыканий на землю на стороне 10 кВ;

От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусмотрена газовая защита. Газовая защита действует на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла, и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. /п.3.2.53/.

Предусмотрена возможность перевода действий отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле.

Контакторное устройство РПН с разрывом дуги в масле снабжено отдельным газовым реле и реле давления. /п.3.2.53/

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. /п.3.2.54/.

Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ) осуществляется с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса. Продольная ДЗТ выполнена так, что в зону ее действия входят соединения трансформатора со сборными шинами. /п.3.2.55/.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов, автотрансформаторов не возлагаются функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения указанных элементов должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара. /п.3.2.56/.

На трансформаторе ТРДЦН-63000/220/10,5 кВ в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения. При выборе тока срабатывания МТЗ необходимо учитывать возможные токи

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов.  
/п.3.2.59/.

На трансформаторе ТРДЦН-63000/220/10,5 кВ предусмотрена дистанционная защита для действия при внешних многофазных КЗ. Защита от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ дополнена токовой отсечкой, предназначенной для отключения с меньшей выдержкой времени КЗ на шинах среднего и низшего напряжения. /п.3.2.61/.

На трансформаторе ТРДЦН-63000/220/10,5 кВ предусмотрена возможность оперативного ускорения защит токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, при выводе из действия дифференциальных защит шин, обеспечивающего отключение повреждений на элементах, оставшихся без быстродействующей защиты с выдержкой времени около 0,5 с. /п.3.2.62/.

Для защиты от токов, обусловленных перегрузкой, предусмотрена максимальная токовая защита, с действием на сигнал /п.3.2.69/.

Принимаются следующие виды защит трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5 кВ:

Основная защита:

1. Защита от однофазных замыканий в обмотках Т и всех видов КЗ на выводах и ошиновки ВН - продольная дифференциальная токовая защита. Защита присоединяется к встроенным ТТ на сторонах ВН и НН.

2. Защита от повреждений внутри бака и в контакторном объеме РПН каждой фазы, сопровождающихся выделением газа –газовая защита с тремя газовыми реле для кожухов Т и тремя газовыми реле для контакторных объемов РПН. Защита бака каждой фазы Т выполняется с двумя ступенями, действующими на сигнал отключение соответственно. Защита контакторного объема РПН выполняется одной ступенью, действующей на отключение.

3. Защита от однофазных замыканий в регулировочных обмотках устройства РПН – направленная токовая защита нулевой последовательности.

4. Защита от всех видов КЗ на выводах и ошиновке НН -дифференциальная токовая защита. Защита присоединяется к ТТ ответвлений.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

### Резервные защиты:

1. Защита от внешних КЗ на землю - токовая трехступенчатая защита нулевой последовательности. Защита устанавливается на стороне ВН и присоединяется к ТТ встроенным во вводы НН. Защиты выполняются с тремя выдержками времени и действуют: на разделение системы шин ВН, затем на отключение всех выключателей системы шин ВН, к которой подключен Т, и далее на отключение Т со всех сторон.

2. Защита от многофазных КЗ на стороне НН - МТЗ с комбинированным пуском по напряжению. Защита предназначена для резервирования основной защиты цепей НН. Защита присоединяется к ТТ встроенным во вводы НН трансформатора, и к ТН, установленному на стороне НН. Защита действует с первой выдержкой времени на отключение всех выключателей цепей НН Т, а со второй на его отключение со всех сторон.

3. Защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к подстанции, с защитой Т, а также для дальнего резервирования в сетях ВН - дистанционная защита.

4. Защита от неполнофазных режимов - токовая защита нулевой последовательности с пуском от реле непереклечения фаз.

5. Защита от симметричных перегрузок – Защита выполняется однофазной токовой с действием на сигнал.

6. Защита от однофазных замыканий на землю на стороне НН Т - максимальная защита напряжения нулевой последовательности.

#### **5.1.2. Релейная защита воздушных линий напряжением 220 кВ.**

Для линий в сетях 220 кВ с эффективно-заземленной нейтралью предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю /п.3.2.106/.

Защиты оборудованы устройствами, блокирующими их действия при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с) /п.3.2.107/.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Для линий напряжением 220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. /п.3.2.108/.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание /п.3.2.110/. С целью повышения чувствительности защиты нулевой последовательности допускается предусматривать выведение из работы отдельных ее ступеней при отключении выключателя параллельной линии /п.3.2.113/.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110—220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности /п.3.2.111/.

В качестве основной защиты от многофазных замыканий на приемном конце головных участков кольцевой сети с одной точкой питания рекомендуется применять одноступенчатую токовую направленную защиту; на других одиночных линиях (преимущественно 110 кВ) допускается в отдельных случаях применять ступенчатые токовые защиты или ступенчатую защиту тока и напряжения, выполняя их в случае необходимости направленными. Защиту

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

следует устанавливать, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание /п.3.2.112/.

Для ускорения отключения замыканий на землю, а в отдельных случаях и замыканий между фазами на линиях с двусторонним питанием может быть применена дополнительная защита с контролем направления мощности в параллельной линии. Эта защита может быть выполнена в виде отдельной поперечной токовой защиты (с включением реле на ток нулевой последовательности или на фазные токи) или только в виде цепи ускорения установленных защит (токовой нулевой последовательности, максимальной токовой, дистанционной и т. п.) с контролем направления мощности в параллельных линиях /п.3.2.113/.

На приемном конце двух параллельных линий с односторонним питанием, как правило, должна быть предусмотрена поперечная дифференциальная направленная защита /п.3.2.113/.

Для линий 110—220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты /п.3.2.115/.

В качестве резервных защит применяются:

1. от многофазных КЗ, как правило, дистанционные защиты, преимущественно трехступенчатые;
2. от замыканий на землю ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности.

На случай длительного выведения из действия основной защиты, когда эта защита установлена по требованию быстроты отключения повреждения допускается предусматривать неселективное ускорение резервной защиты от замыканий между фазами (например, с контролем значения напряжения прямой последовательности) /п.3.2.116/.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

### 5.1.3. Релейная защита кабельных линий напряжением 10 кВ.

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю/ п.3.2.91/.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения /п.3.2.92/.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени /п.3.2.93/.

На нереактированных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций, токовые отсечки должны быть выполнены без выдержки времени и зона их действия должна быть определена из условия отключения КЗ, сопровождающихся остаточным напряжением на шинах указанных электростанций ниже 0,5-0,6 номинального. Для выполнения указанного условия допускается выполнять защиту неселективной в сочетании с устройствами АПВ или АВР, исправляющими полностью или частично неселективное действие защиты. Допускается устанавливать указанные отсечки также на линиях, отходящих от шин подстанций и питающих крупные синхронные электродвигатели.

Если на нереактированных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций, токовые отсечки не могут быть применены по требованиям селективности, то для обеспечения быстродействия допускается предусматривать защиты по 3.2.94, п. 2 или 3. Применение этих защит

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46



допускается также для рабочих линий собственных нужд тепловых электростанций.

На реактированных линиях, выключатели которых не рассчитаны на отключение КЗ до реактора, токовые отсечки не допускаются.

На одиночных линиях с двусторонним питанием при наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием (см. 3.2.93), выполняя их при необходимости направленными /п.3.2.94/.

В целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим ее восстановлением.

Если ненаправленная или направленная токовая ступенчатая защита не обеспечивает требуемых быстродействия и селективности, допускается предусматривать следующие защиты:

- 1) дистанционную защиту в простейшем исполнении;
- 2) поперечную дифференциальную токовую защиту (для сдвоенных кабельных линий);
- 3) продольную дифференциальную токовую защиту для коротких участков линий; при необходимости прокладки специального кабеля только для продольной дифференциальной защиты длина его должна быть не более 3 км.

Для защит, указанных в п. 2 и 3, в качестве резервной защиты следует предусматривать токовую защиту.

При выполнении защиты параллельных линий 3-10 кВ следует руководствоваться указаниями для параллельных линий в сетях 35 кВ (см. 3.2.104) /п.3.2.95/.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

1. селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

2. селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

3. устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений. /п.3.2.96/.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия /п.3.2.97/.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности (см. 3.2.96), должна отключать только элемент, питающий поврежденный участок; при этом в качестве резервной должна быть предусмотрена защита, выполняемая в виде защиты нулевой последовательности с выдержкой времени около 0,5 с, действующая на отключение всей электрически связанной сети — системы (секции) шин или питающего трансформатора.

Увеличение тока промышленной частоты специально для обеспечения действия защиты в сети с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор (например, с помощью расстройки реактора), как правило, не допускается предусматривать.

#### **5.1.4. Релейная защита шин 220 кВ.**

В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса /п.3.2.121/.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Для двойной системы шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше с одним выключателем на присоединенный элемент дифференциальная защита должна быть предусмотрена в исполнении для фиксированного распределения элементов.

В защите шин 110 кВ и выше следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов /п.3.3.122/.

Дифференциальная защита должна быть выполнена с устройством контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал /п.3.2.123/.

#### **5.1.5. Релейная защита шин 10 кВ.**

Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций должна быть предусмотрена двухступенчатая неполная дифференциальная защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки по току и напряжению или дистанционной защиты, а вторая — в виде максимальной токовой защиты. Защита должна действовать на отключение питающих элементов и трансформатора собственных нужд /п.3.2.124/.

Если при указанном выполнении второй ступени защиты не обеспечивается требуемая чувствительность при КЗ в конце питаемых реактированных линий (нагрузка на шинах генераторного напряжения большая, выключатели питаемых линий установлены за реакторами), следует выполнять ее в виде отдельных комплектов максимальных токовых защит с пуском или без пуска напряжения, устанавливаемых в цепях реакторов; действие этих комплектов на отключение питающих элементов должно контролироваться дополнительным устройством, срабатывающим при возникновении КЗ. При этом на секционном выключателе должна быть предусмотрена защита (предназначенная для ликвидации повреждений между реактором и выключателем), вводимая в действие при отключении этого выключателя. При выделении части питающих элементов на резервную систему шин должна быть предусмотрена неполная дифференциальная защита шин в исполнении для фиксированного распределения элементов.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Если возможны частые режимы работы с разделением питающих элементов на разные системы шин, допускается предусматривать отдельные дистанционные защиты, устанавливаемые на всех питающих элементах, кроме генераторов.

Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций с генераторами мощностью 12 МВт и менее допускается не предусматривать специальную защиту; при этом ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием максимальных токовых защит генераторов /3.2.125/.

При наличии трансформаторов тока, встроенных в выключатели, для дифференциальной защиты шин и для защит присоединений, отходящих от этих шин, должны быть использованы трансформаторы тока, размещенные с разных сторон выключателя, чтобы повреждения в выключателе входили в зоны действия этих защит /п.3.2.127/.

Если выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока, то в целях экономии следует предусматривать выносные трансформаторы тока только с одной стороны выключателя и устанавливать их по возможности так, чтобы выключатели входили в зону действия дифференциальной защиты шин. При этом в защите двойной системы шин с фиксированным распределением элементов должно быть предусмотрено использование двух сердечников трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя.

При применении отдельных дистанционных защит в качестве защиты шин трансформаторы тока этих защит в цепи секционного выключателя должны быть установлены между секцией шин и реактором.

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени /3.2.128/.

#### **5.1.6. Релейная защита на шиносоединительном выключателе 220 кВ.**

На обходном выключателе 110 кВ и выше при наличии шиносоединительного (секционного) выключателя должны быть предусмотрены защиты (используемые при проверке и ремонте защиты, выключателя и трансформаторов тока любого из элементов, присоединенных к шинам):

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

1. трехступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных КЗ;
2. четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности от замыкания на землю.

При этом на шиносоединительном (секционном) выключателе должны быть предусмотрены защиты (используемые для разделения систем или секций шин при отсутствии УРОВ или выведении его или защиты шин из действия, а также для повышения эффективности дальнего резервирования):

1. двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ;
2. трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Допускается установка более сложных защит на шиносоединительном (секционном) выключателе, если это требуется для повышения эффективности дальнего резервирования.

Рекомендуется предусматривать перевод основных быстродействующих защит линий 110 кВ и выше на обходной выключатель.

#### **5.1.7. Релейная защита на обходном, шиносоединительном и секционном выключателях 10 кВ.**

Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателе. В целях повышения чувствительности и ускорения действия защиты шин мощных подстанций допускается применять защиту, включенную на сумму токов питающих элементов. При наличии реакторов на линиях, отходящих от шин подстанций, допускается защиту шин выполнять по аналогии с защитой шин электростанций /3.2.126/.

### **5.2. Выбор автоматики для оборудования подстанции.**

#### **5.2.1. Автоматическое повторное включение (АПВ).**

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты /п. 3.3.2/.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1. Воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;
2. Шин электростанций и подстанций
3. Трансформаторов.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при /п. 3.3.3/:

1. отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
2. автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
3. отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

При применении АПВ должно, как правило, предусматриваться ускорение действия релейной защиты на случай неуспешного АПВ /п. 3.3.4/. Ускорение действия релейной защиты после неуспешного АПВ выполняется с помощью устройства ускорения после включения выключателя, которое, как правило, должно использоваться и при включении выключателя по другим причинам (от ключа управления, телеуправления или устройства АВР). При ускорении защиты после включения выключателя должны быть приняты меры против возможного отключения выключателя защитой под действием толчка тока при включении из-за неодновременного включения фаз выключателя. Не следует ускорять защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение другим своим выключателем (т. е. при наличии симметричного напряжения на линии).

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты /п. 3.3.5/.

Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее - если это допустимо по условиям работы выключателя). Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием. В сетях 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратного действия рекомендуется применять в первую очередь для линий, не имеющих резервирования по сети /п. 3.3.6./. В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, как правило, должна применяться блокировка второго цикла АПВ в случае замыкания на землю после АПВ первого цикла (например, по наличию напряжений нулевой последовательности). Выдержка времени ТАПВ во втором цикле должна быть не менее 15-20 с.

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержка времени устройства ТАПВ (в особенности для первого цикла АПВ двукратного действия на линиях с односторонним питанием) должна приниматься минимально возможной с учетом времени погасания дуги и деионизации среды в

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>53</i>

месте повреждения, а также с учетом времени готовности выключателя и его привода к повторному включению /п. 3.3.7/.

АПВ шин электростанций и подстанций при наличии специальной защиты шин и выключателей, допускающих АПВ, должно выполняться по одному из двух вариантов /п. 3.3.24/:

1. автоматическим опробованием (постановка шин под напряжение выключателем от АПВ одного из питающих элементов);
2. автоматической сборкой схемы; при этом первым от устройства АПВ включается один из питающих элементов (например, линия, трансформатор), при успешном включении этого элемента производится последующее, возможно более полное автоматическое восстановление схемы доаварийного режима путем включения других элементов. АПВ шин по этому варианту рекомендуется применять в первую очередь для подстанций без постоянного дежурства персонала.

Должна обеспечиваться достаточная чувствительность защиты шин на случай неуспешного АПВ.

На двухтрансформаторных понижающих подстанциях при раздельной работе трансформаторов, как правило, должны предусматриваться устройства АПВ шин среднего и низшего напряжений в сочетании с устройствами АВР; при внутренних повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях – АПВ /п. 3.3.25/. Допускается для двухтрансформаторной подстанции, в нормальном режиме которой предусматривается параллельная работа трансформаторов на шинах данного напряжения, устанавливать дополнительно к устройству АПВ устройство АВР, предназначенное для режима, когда один из трансформаторов выведен в резерв.

Устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы мощностью более 1 МВ·А на подстанциях энергосистем, имеющие выключатель и максимальную токовую защиту с питающей стороны, когда отключение трансформатора приводит к обесточению электроустановок потребителей. Допускается в отдельных случаях действие АПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений /п. 3.3.26/.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54



При неуспешном АПВ включаемого первым выключателем элемента, присоединенного двумя или более выключателями, АПВ остальных выключателей этого элемента, как правило, должно запрещаться /п. 3.3.27/.

Действие устройств АПВ должно фиксироваться указательными реле, встроенными в реле указателями срабатывания, счетчиками числа срабатываний или другими устройствами аналогичного назначения /п. 3.3.29/.

При проектировании ТАПВ на линиях с двусторонним питанием, во избежание двукратного включения на устойчивое КЗ от двух устройств АПВ по концам ЛЭП, каждое из этих устройств дополняют контролем отсутствия напряжения, с одной стороны, и контролем наличия напряжения, с другой. На ЛЭП с двухсторонним питанием осуществляется несинхронное АПВ (НАПВ)

### **5.3. Выбор фирмы-производителя.**

На данный момент существует множество фирм-производителей, занимающих большое место в производстве модулей релейной защиты и автоматики, такие как: ABB, Siemens, Механотроника, Сириус, НТП «ЭКРА», Schneider Electric.

В данном проекте релейная защита будет проектироваться на устройствах фирм НТП «ЭКРА» и Schneider Electric. Обе фирмы зарекомендовали себя хорошим поставщиком и долгосрочным партнером. Технология фирм позволяет промышленным предприятиям и энергетическим компаниям повышать свою производительность, снижая негативное воздействие на окружающую среду.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

## 6 ВЫБОР ТЕРМИНАЛОВ ЗАЩИТЫ ЗАЩИЩАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

### 6.1. Выбор терминала на ЛЭП 220 кВ.

В качестве основной защиты на линии 220 кВ выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ2607093, предназначенный для работы в качестве дифференциальной токовой защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ. Защита выполнена в виде двух полукомплектов, установленных на разных концах защищаемой линии, соединенных цифровыми каналами связи.

Состав:

В каждом полукомплекте устройства, реализованы следующие функции:

- дифференциальная токовая продольная защита линии (ДЗЛ);
- передача и прием команд;
- дополнительный комплект ступенчатых защит, состоящий из:
  - дистанционной защиты (ДЗ);
  - токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
  - токовой отсечки (ТО);
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
  - токовая защита при перегрузке по току (ТЗП);
  - автоматика управления выключателем (АУВ).

Устройство имеет возможность использования двух независимых цифровых каналов связи, позволяющих реализовать их полное дублирование.

Принцип действия ДЗЛ.

Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

При наличии на линии ответвления с трансформаторами используется дополнительный комплект измерительных органов, состоящий из трех реле междуфазного сопротивления и реле направления мощности нулевой последовательности, отстроенного от броска тока намагничивания трансформаторов.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полукомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полукомплектов защиты.

Связь между полукомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексору через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс C37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Комплект ступенчатых защит (КСЗ).

Устройство включает в себя полноценный комплект ступенчатых защит линии, действие которых может осуществляться независимо от ДЗЛ. В случае потери каналов связи и вывода ДЗЛ из действия функции КСЗ остаются.

КСЗ линии содержит:

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ и одну ступень от замыканий на землю;
- в ДЗ, по выбору, имеется два алгоритма блокировки при качаниях: по скорости изменения векторов токов обратной или прямой последовательности и по скорости изменения векторов сопротивлений;
- шестиступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП). Каждая ступень может работать как направленная, так и ненаправленная. Направленность первой и второй ступеней ТНЗНП обеспечивается разрешающим реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП), а третьей и четвертой ступеней – как разрешающим, так и блокирующим РНМНП;
- трехфазную токовую отсечку.

Логикой работы дистанционной и токовой защит предусмотрена возможность ускорения защит от оперативного переключателя и при приеме сигналов по ВЧ каналам. Предусмотрена передача по ВЧ каналам сигналов ускорения защит, установленных на другом конце линии.

Ступенчатые защиты имеют возможность ускорения соответствующих ступеней (зон) путем передачи и приема команд по своему цифровому каналу связи или от внешней аппаратуры передачи команд противоаварийной автоматики.

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства. Возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

МТЗ выполнена двухступенчатой с комбинированным пуском по напряжению.

РТ МТЗ реагирует на фазные величины.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Токовая защита при перегрузке по току (ТЗП).

ТЗП выдает сигналы во внешние цепи при перегрузке присоединения по току, с учетом направления мощности прямой последовательности.

ТЗП содержит три ступени, действующие на сигнализацию и на выходные реле.

Автоматика управления выключателем (АУВ).

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений).

Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

В качестве резервной защиты на линии 220 кВ выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ2607019021. Состоит из двух комплектов, каждый из которых реализует функции ДЗ, ТНЗНП, ТО, УРОВ, МТЗ и АРПТ.

Первый комплект шкафа ШЭ2607 012021 дополнен ЗНФР и ЗНФ выключателя, а также содержит АУВ и АПВ.

Особенности:

Питание оперативным постоянным током обоих комплектов шкафа осуществляется от отдельных автоматических выключателей, причем в первом комплекте питание терминала, питание цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения выключателя, а также питание цепей второй группы электромагнитов отключения выполнены отдельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале.

В ДЗ по выбору имеется два алгоритма блокировки при качаниях:

- по скорости изменения токов обратной и прямой последовательности;
- по скорости изменения векторов сопротивления.

Принцип действия:

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая-пятая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

АРПТ содержит три ступени, которые действуют на сигнализацию и во внешние цепи.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений. Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). При контроле улавливания синхронизма фиксируется разность модулей векторов напряжений с обеих сторон выключателя, разность углов между векторами напряжений и разность их частот.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Дополнительные возможности:

Обеспечивается возможность независимого обслуживания комплектов шкафа.

## **6.2. Выбор терминала защиты трансформатора ТРДЦН-63000/220/10,5.**

В качестве основной защиты трансформатора выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ2607041073. Содержит ДЗТ от всех видов КЗ внутри бака АТ, МТЗ, ЗП, реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке, токовые реле для пуска автоматики охлаждения, реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения нулевой последовательности для контроля изоляции стороны НН, УРОВ ВН и УРОВ СН.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

Обеспечивает прием сигналов от отключающих ступеней ГЗ, РПН через свои выходные реле.

Оснащен устройством контроля изоляции цепей ГЗ.

Принцип действия:

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты с торможением, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе.

Максимальная токовая защита низкой стороны автотрансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН имеет две ступени; реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора; пусковые органы напряжения, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

Дополнительные возможности:

В шкафах обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты автотрансформатора (ГЗТ АТ), ГЗТ РПН АТ, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Особенности:

Шкаф через промежуточные трансформаторы тока подключен к основным трансформаторам тока всех сторон автотрансформатора. Измерительные ТТ автотрансформатора соединяются в «звезду». В этом случае для группы соединения автотрансформатора Y/Y/D-11 программно производится подстройка величины тока и фазового угла. Если измерительные ТТ трансформатора стороны ВН (СН) соединены в «треугольник», тогда для группы соединения автотрансформатора Y/Y/D-11 подстройка не требуется, но необходимо при расчете базисного тока стороны учесть коэффициент схемы ТТ.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Таблица 10 – Основные технические параметры терминала защиты трансформатора ШЭ2607041073.

Базисный ток со стороны ВН, А	0,251...16,00
Ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,2...1,0
Ток начала торможения ДЗТ, о.е.	0,6...1,0
Коэффициент торможения ДЗТ	0,2...0,7
Ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е.	6,5...12
Ток срабатывания реле тока УРОВ, А	0,04...2
Ток срабатывания реле тока МТЗ НН, А	0,1...100
Ток срабатывания реле тока ЗП со стороны ВН, А	0,1...100
Ток срабатывания реле тока автоматики охлаждения стороны ВН, А	0,1...100

В качестве резервной защиты трансформатора выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ2607041071. Содержит один комплект, реализующий функции ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, ТО, АРПТ, АУВ ввода АТ, АПВ и УРОВ той стороны АТ, к которой подключен комплект.

Принцип действия:

ДЗ выполнена пятиступенчатой, а ТНЗНП содержит шесть ступеней. Первые две ступени защит направлены в сторону АТ и резервируют его основные защиты, а остальные направлены в сторону присоединений и предназначены для дальнего резервирования в сетях высшего и среднего напряжения и согласования защит смежных линий с защитами АТ. МТЗ выполнена с комбинированным пуском по напряжению.

При внутренних КЗ в АТ резервные защиты с выдержкой времени действуют на отключение АТ со всех сторон, а при внешних КЗ с первой выдержкой времени – на отключение ШСВ и (или) СВ, со второй выдержкой времени – на отключение



выключателя своей стороны АТ или заменяющего его ОВ и с третьей выдержкой времени – на отключение АТ со всех сторон.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Дополнительные возможности:

Предусмотрена возможность действия резервных защит на отключение при КЗ на смежной стороне, с оперативным ускорением при выводе ДЗШ или ДЗАТ и с автоматическим ускорением при включении выключателя.

Особенности:

Питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, а также цепей второй группы электромагнитов отключения выключателя выполнено отдельно от отдельных автоматических выключателей. Благодаря этому обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале.

Таблица 11 – Основные технические параметры терминала защиты ШЭ2607041071.

Уставка по осям X и R характеристик РС I-V ступеней ДЗ, Ом	$(1 \dots 500) I_{НОМ}$
Время срабатывания I-II ступеней ДЗ, с	0,0...15
Время срабатывания II-I-V ступеней ДЗ, с	0,5...15
Ток срабатывания реле тока I-VI ступеней НТЗНП, А	$(0,05 \dots 30) I_{НОМ}$
Время срабатывания I-II ступеней НТЗНП, с	0,0...15
Время срабатывания I-II ступеней ТНЗП, с	0,01...15

Продолжение таблицы 11.

Время срабатывания VI-VI ступеней НТЗНП, с	0,05...15
Ток срабатывания реле тока ТО, А	(0,35...30) I <sub>НОМ</sub>
Ток срабатывания реле тока МТЗ	(0,05...30) I <sub>НОМ</sub>
Время срабатывания МТЗ, с	0,0...27
Ток срабатывания реле тока АРПТ, А	(0,1...2) I <sub>НОМ</sub>

### 6.3. Выбор терминала защиты шиносоединительного выключателя 220 кВ.

В качестве защиты выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ2607015. Содержит один комплект, реализующий функции ТЗНП, МТЗ от двухфазных, двухфазных на землю и трехфазных КЗ, АУВ, АПВ и УРОВ.

Особенности:

Питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, а также цепей второй группы электромагнитов отключения выключателя выполнены от отдельных автоматических выключателей. Благодаря этому обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале. В шкафу ШЭ2607 015 обеспечивается возможность 2 групп уставок.

Принцип действия:

ТЗНП содержит три ненаправленные ступени для защиты от КЗ с землей. МТЗ выполнена двухступенчатой.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений. Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на секциях (шинах) с обеих сторон выключателя (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Дополнительные возможности:

Обеспечивается возможность защиты ошиновки токовыми защитами.

Таблица 12 – Технические параметры терминала защиты шиносоединительного выключателя ШЭ2607015.

Ток срабатывания реле тока I-III ступеней ТЗНП, А	$(0,05...30)I_{НОМ}$
Время срабатывания I-II ступеней ТЗНП, с	0,05...15
Ток срабатывания реле тока I-II ступеней МТЗ, А	$(0,05...30)I_{НОМ}$
Время срабатывания I-II ступеней МТЗ, с	0,05...27
Ток срабатывания реле тока ТО, А	$(0,35...30)I_{НОМ}$
Ток срабатывания реле тока УРОВ, А	$(0,04...0,4)I_{НОМ}$

#### 6.4. Выбор терминала защиты шин 220 кВ.

В качестве защиты шин 220 кВ выбирается терминал производства НТП «ЭКРА» серии ШЭ260761. Содержит реле ДЗШ с торможением, состоящее из пускового органа (ПО) и избирательных органов первой (ИО1) и второй (ИО2) систем шин, реле чувствительного токового органа, реле минимального напряжения, реагирующих на междуфазные напряжения первой и второй систем шин, реле максимального напряжения, реагирующих на напряжения обратной последовательности первой и второй систем шин, реле контроля исправности токовых цепей, три комплекта УРОВ для ШСВ и двух секционных выключателей СВ1 и СВ2, логику «очувствления» ДЗШ, логику опробования, логику запрета АПВ, цепи отключения, пуска УРОВ и запрета АПВ.

Принцип действия:

Защита выполнена пофазной и содержит пусковые органы, действующие при КЗ на любой из систем шин, а также избирательные органы первой и второй систем шин, определяющие поврежденную систему шин. Сигнал на отключение поврежденной системы шин появляется только при срабатывании пускового и

						П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			65

избирательного органов поврежденной фазы/фаз. Отключение выключателей осуществляется с помощью групп выходных промежуточных реле, предусмотренных для каждого выключателя. Выходные промежуточные реле каждого присоединения при срабатывании обеспечивают отключение выключателя через два соленоида отключения. Указанные группы выходных промежуточных реле содержат дополнительные контакты, которые могут использоваться для пуска УРОВ (2 контакта) и запрета АПВ. Для обеспечения резервирования в шкафу ШЭ2607 061 предусмотрено три комплекта УРОВ для ШСВ, СВ1 и СВ2. Функция УРОВ для этих выключателей реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Каждый из комплектов УРОВ обеспечивает действие на отключение резервируемого выключателя без выдержки времени, а затем с выдержкой времени – действие на отключение смежных выключателей и запрет АПВ.

**Особенности:**

Пусковые органы через промежуточные трансформаторы тока подключены к основным трансформаторам тока всех присоединений обеих систем шин, за исключением трансформаторов тока ШСВ. Избирательные органы первой и второй систем шин с помощью тех же промежуточных трансформаторов тока подключены к основным трансформаторам тока присоединений соответственно первой и второй систем шин, включая трансформаторы тока ШСВ. Присоединения Q6...Q16 могут быть зафиксированы за 1 с.ш. или за 2 с.ш., а присоединения Q5 (ОВ), Q17, Q18 имеют возможность перефиксации с 1 с.ш. на 2 с.ш. и вывода с помощью оперативных переключателей.

Таблица 13 – Основные технические параметры защиты шин 220 кВ терминалом ШЭ260761.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

Таблица 13 – Основные технические параметры защиты шин 220 кВ терминалом ШЭ260761.

Ток срабатывания ДЗШ, о.е.	0,4...1,2
Ток начала торможения, о.е.	1,0...2,0
Коэффициент торможения ДЗШ, о.е.	0,6...1,2
Ток срабатывания при «очувствлении», о.е.	0,2...1,2
Ток срабатывания реле контроля обрыва цепей тока, о.е.	0,04...0,2

### 6.5. Выбор терминала защиты шин 10,5 кВ.

В качестве защиты шин 10,5 кВ выбирается терминал производства Schneider Electric SEPAM 1000+ S40. Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики является высококачественным продуктом, который обеспечивает основные функции защиты при наилучшем соотношении качество/цена/производительность.

Содержит такие виды защит и автоматики как:

1. Токовая отсечка;
2. Максимальная токовая защита;
3. Автоматика управления выключателем;
4. Устройство резервного отключения выключателей;
5. СЗЗ (резерв).

Характеристики:

- 3 типа человеко-машинных интерфейсов;
- 4 токовых входа;
- 3 входа напряжения;
- 10 логических входов;
- 8 релейных выходов;
- редактор логических уравнений;
- 1 коммуникационный порт Modbus;
- 16 входов для датчиков температуры.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

### **6.6. Выбор терминала защиты секционного выключателя 10,5 кВ.**

В качестве защиты секционного выключателя 10,5 кВ выбирается терминал производства Schneider Electric SEPAM 1000+ S82.

Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики является высококачественным продуктом, который обеспечивает основные функции защиты при наилучшем соотношении качество/цена/производительность.

Содержит такие виды защит и автоматики как:

1. Токовая отсечка;
2. Максимальная токовая защита;
3. Автоматика управления выключателем;
4. Устройство резервного отключения выключателей;
5. Автоматическое включение резерва.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

## 7 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА СЖИГАНИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ.

### 7.1. Проблемы использования твердых бытовых отходов как альтернативного источника энергии.

В последнее время активно ведется поиск источников энергии, способных заменить природное топливо, запасы которого уменьшаются с каждым годом все больше и больше. При это все чаще взоры обращаются на использование в качестве топлива твердых бытовых отходов (ТБО). К слову, по официальным данным, в России выбрасывается 40 млн т бытовых отходов в год (т.е. отходов жилого сектора). Всего же на свалки поступает более 4,5 млрд мусора ежегодно. Преимущества ТБО заключаются в том, что их не нужно искать, для них не нужна добыча, но в любом случае необходимо либо использование бытовых отходов, т.е. переработка, либо уничтожение. Период складирования ТБО на полигонах прошел – наступает период активного использования, в том числе и в виде возобновляемых источников энергии.

Целенаправленное промышленное использование мусора как топлива началось со строительством первого мусоросжигательного завода близ Лондона в 1870 году. Однако активное применение ТБО как энергетического сырья началось с середины 70-х годов в связи с усугублением энергетического кризиса. Было подсчитано, что при сжигании 1 тонны ТБО можно выработать 1300-1700 кВт х ч тепловой энергии или 300-550 кВт х ч электроэнергии.

Именно в этот период началось строительство крупных мусоросжигательных заводов во всех крупных европейских городах с большой численностью населения и относительно малой площадью. К 1992 году в мире действовало около 400 заводов, на которых применялось сжигание твердых бытовых отходов с последующей выработкой пара и производством электроэнергии, а к 1996 году их количество достигло 2400.

В России термическая переработка ТБО началась с 1972 года, когда в 8 городах СССР было установлено 10 мусоросжигательных заводов первого поколения. Все они были практически без газоочистки и почти не использовали выработанное тепло. В настоящее время все эти заводы морально устарели и не отвечают

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

современным требованиям по экологическим показателям. В связи с чем большинство из них закрыта, а остальные подлежат реконструкции.

Как показывает мировой опыт, твердые бытовые отходы являются самым доступным и одним из наиболее экономически целесообразных возобновляемых источников энергии, сжигаемых на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ).

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) – это разновидность тепловой электростанции, которая производит как электрическую энергию, так и является источником тепловой энергии в системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды).

Твердые бытовые отходы как источники энергии – это топливо, сопоставимое по теплоте сгорания с торфом и некоторыми марками бурых углей, однако его не нужно покупать. В крупных городах, где тепловая и электрическая энергия наиболее востребованы, мусор имеет гарантированное предсказуемое возобновление, пока существует человечество.

Огромным преимуществом ТЭЦ на сжигании ТБО является независимость от природных условий (в отличие от солнечных или ветряных электростанций), географического расположения (по сравнению с геотермальными и приливными электростанциями), и в результате эксплуатации, помимо выработки тепловой и электрической энергии, решается важнейшая социальная задача – утилизируются образующиеся в процессе жизнедеятельности человечества бытовые отходы.

Большим плюсом сжигания ТБО в теплоэлектроцентралях, помимо основной задачи, можно отметить остающуюся после сжигания золу, из которой можно извлечь металлы, а затем успешно переработать по различным направлениям. К примеру, остекловывание золы с использованием плазменных технологий позволяет получать искусственный песок для наполнения дорожных покрытий. Зола может быть использована так же для получения керамических и бетонных изделий строительного назначения – для строительства технических сооружений и дорог.

Следует отметить, что за рубежом значительная часть предприятий по сжиганию отходов принадлежит энергетическим компаниям, и интерес энергетиков к этому источнику энергии продолжает расти. Хорошим примером может служить крупнейшая энергетическая E.ON, которой принадлежит 19

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70



предприятий для термической утилизации ТБО. На этих объектах общей электрической мощностью более 300 МВт перерабатывается около 4,5 млн т в год, а производится 1600-1700 ГВт х ч электроэнергии с отпуском в электрические сети (в 2012 году – 1678 ГВт х ч) и 2600-2700 ГВт х ч тепловой энергии.

Всего же только в Европе в результате энергетической утилизации ТБО уже сейчас ежегодно вырабатывается более 31 ТВт х ч электроэнергии и примерно 78 ТВт х ч тепловой энергии. Это позволяет не только экономить до 42 млн тонн органического топлива, но и предотвращать до 42 млн тонн выбросов парниковых газов (в пересчете на CO<sub>2</sub>), которые могли бы выделиться в виде метана при полигонном захоронении отходов.

На рис.12 представлена сравнительная диаграмма общей себестоимости получения электроэнергии на электростанциях различных типов на основе возобновляемых источников энергии.

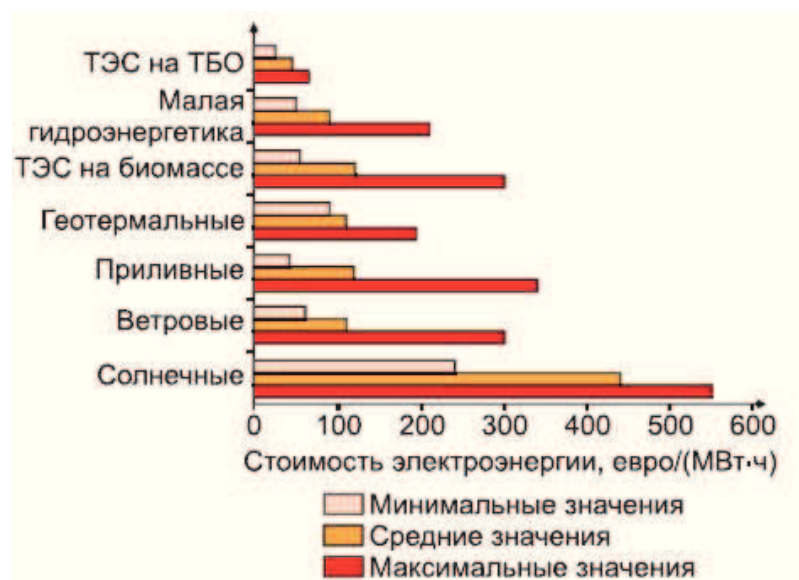


Рис.12 – Сравнительная диаграмма общей себестоимости получения электроэнергии на электростанциях различных типов.

Данная диаграмма наглядно доказывает, что ТЭЦ на ТБО – самый доступный и один из наиболее экономически целесообразный возобновляемый источник энергии. По данным зарубежных коллег, средняя себестоимость получения электроэнергии на такой электростанции почти в 10 раз ниже, чем на солнечной, и более чем в 2 раза ниже, чем на ветровой электростанции.

Кроме того, вопреки всем мифам о неэкологичности сжигания мусора, опыт эксплуатации многочисленных зарубежных предприятий по термической

переработке ТБО показывает, что современное предприятие является экологически безопасным предприятием. Это подтверждают и результаты исследований, проведенные на московских спецзаводах в период их запуска и последующей эксплуатации. Концентрация регламентируемых веществ в газообразных продуктах сгорания ТБО не превышает принятых в ЕС нормативных значений, что обеспечивает экологически безопасную эксплуатацию таких предприятий.

Несмотря на уже имеющиеся в России ТЭЦ, работающие на термической переработке мусора, в нашей стране механизмы стимулирования цивилизованного решения проблемы практически отсутствуют. Это приводит к тому, что по-прежнему почти 100% ТБО вывозится на свалки. Перспективы использования в РФ твердых бытовых отходов в качестве вторичных энергетических ресурсов связаны с принятием законодательных документов, направленных на существенное сокращение полигонного захоронения для крупных городов, и повышение заинтересованности энергетических компаний в развитии возобновляемых источников энергии.

## **7.2. Теплоэлектроцентраль. Принцип работы.**

Как уже было сказано выше, теплоэлектроцентраль – это разновидность тепловой электростанции, которая может производить не только электрическую энергию, но и тепловую энергию в централизованных системах теплоснабжения (в виде пара и горячей воды).

Специфика электрической части ТЭЦ определяется расположением электростанции вблизи центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности может выдаваться в местную сеть непосредственно на генераторном напряжении. С этой целью на электростанции создается обычно генераторное распределительное устройство (ГРУ) (Рис.13.) Избыток мощности выдается в энергосистему при повышенном напряжении. При строительстве ТЭЦ также необходимо учитывать близость потребителей тепла в виде горячей воды и пара, так как передача тепла на большие расстояния экономически нецелесообразна. Но в тоже время, строительство не должно производиться на большом расстоянии от ископаемых источников энергии (уголь, газ и т.д.), чтобы затраты на логистику и

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



котором происходит отбор вторсырья из ТБО. Та часть мусора, что подлежит вторичной переработке, не используется для сжигания в ТЭЦ. А также в состав предприятия входит цех по обезвреживанию золы и продуктов очистки уходящих газов от тяжелых металлов, а также цех для переработки обезвреженных шлако-, золоотходов в промышленную продукцию: плиты, бордюрные камни, кирпичи и т.д.

Далее происходят следующие этапы термической переработки бытовых отходов:

- 1) Оставшаяся после отбора часть мусора измельчается до состояния пыли;
- 2) Полученная масса отправляется на паротурбинную установку, где в топку поступает одновременно топливо – измельченный мусор и окислитель (разогретый воздух);
- 3) Тепло от сгорания пыли превращает воду, поступающую в котел, в пар;
- 4) Пар под давлением около 240 килограммов на квадратный сантиметр и температурой 524 градуса Цельсия (1000 градусов по Фаренгейту) подается на паровую турбину, где входит на проточную часть турбины и вращает рабочие колеса с первой группы лопастей, затем пар подогревается в пароперегревателе и снова поступает в проточную часть турбины, чтобы вращать вторую группу лопастей, которые работают при более низком давлении пара;
- 5) Мощный поток пара, вращая лопасти турбины, приводит в движение ротор генератора, который преобразует механическую энергию в электрическую;
- 6) Далее пар, уже значительно утративший свои первоначальные показатели – температуру и давление – попадает в конденсатор, где после охлаждения снова становится водой;
- 7) Конденсаторный насос перекачивает полученную воду в регенеративные нагреватели, а далее в деаэрактор. Там вода освобождается от газов – кислорода и углекислого газа, которые могут вызвать коррозию;
- 8) Вода вновь подогревается от пара и обратно подается в котел.

Кроме того, на ТЭЦ предусмотрена система охлаждения генератора, защищающая его от перегрева.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

Структурная схема ТЭЦ представлена на рис.14.

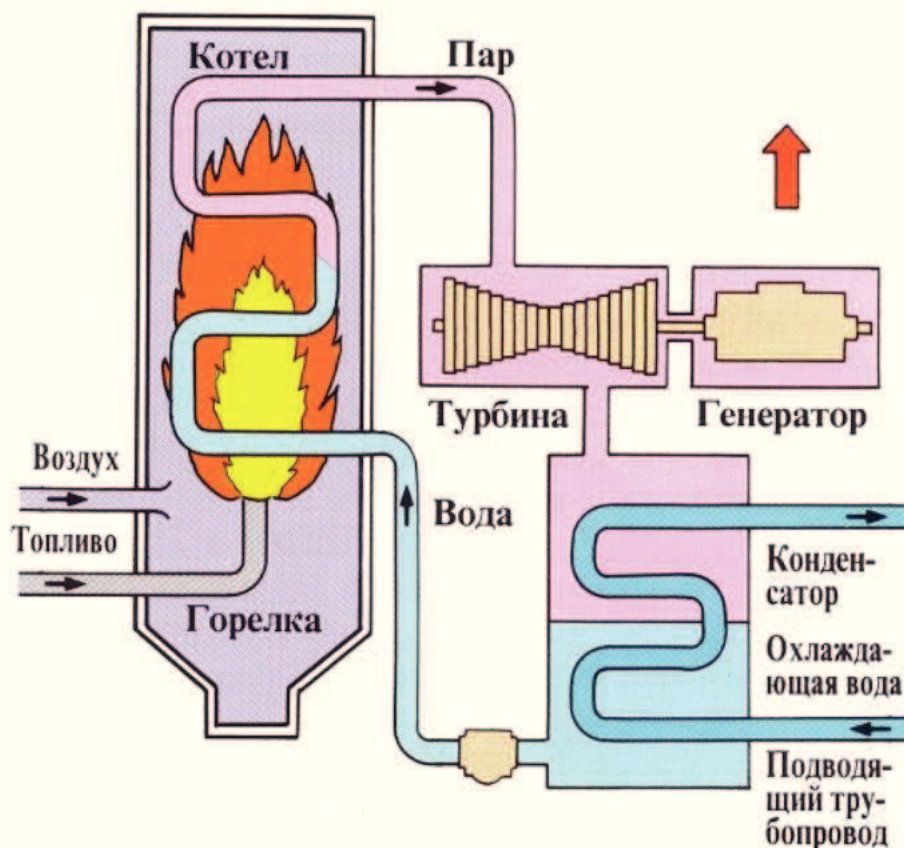


Рис.14 – Структурная схема теплоэлектроцентрали.

В случаях, когда строительство новой ТЭЦ не представляется возможным, но является желанным, есть альтернативный вариант использования ТБО совместно с полезным ископаемым, к примеру, углем. Этот принцип работы уже опробован зарубежными коллегами на электростанции «Volklingen» (Германия). Не останавливаясь подробно на технологической схеме ТЭЦ, заметно, что главные критерии использования ТБО остаются прежними:

1. Соблюдение экологических требований;
2. Минимум капитальных затрат;
3. Высокий коэффициент энергоиспользования топлива;
4. Надежность работы установки и простота ее эксплуатации.

Также серьезное внимание обращается на обезвреживание очаговых остатков, летучей золы и их полезное использование.

Данная технологическая концепция получения энергии на базе комбинированного топлива еще не получила широкого распространения в мире. Однако уже доказан положительный эффект этой концепции – происходит

обезвреживание газов от сжигания отходов, происходит уничтожение диоксинов и фуранов, не происходит роста вредных примесей в уходящих газах электростанции по сравнению сжиганием только угля. При этом энергетический котел ТЭЦ не подвергается существенной реконструкции. Кроме того, по расчетам читая экономия ископаемого топлива, полученная при тепловом расчете энергетического котла, составляет примерно 12 т/ч или 4,3% от общего количества топлива, потребляемого котлом.

### 7.3. Принцип работы синхронного генератора переменного тока.

Как уже было упомянуто выше, на ТЭЦ для выработки электроэнергии применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока.

Синхронный генератор трехфазного переменного тока – это электрическая машина, преобразующая механическую энергию в электрическую энергию переменного тока. Синхронным он называется, потому что ротор имеет одинаковую частоту вращения с магнитным полем. Принцип работы генератора основан на законе электромагнитной индукции – ЭДС индукции в замкнутом контуре равна по модулю равна скорости изменения магнитного потока через этот контур.

Основные элементы генератора (представлены на рис.15):

1. Статор. Неподвижная часть, состоящая из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным, с торцов закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, разделенных изолирующими слоями. Листы набирают пакетами, между которыми оставляют вентиляционные каналы. В пазы, имеющиеся во внутренней расточке сердечника, укладывается трехфазная обмотка, обычно двухслойная.
2. Ротор. Обычно выполняется неявнополюсным. Вследствие значительной частоты вращения диаметр ротора ограничивается по соображениям механической прочности 1,1-1,2 м при 3000 об/мин. Длина бочки ротора также имеет предельное значение, равное 6-6,5 м. Определяется оно из условий допустимого статического прогиба вала и получения приемлемых

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76



возможность протекания тока, и когда на обмотку подключается нагрузка, в этой же обмотке появляется переменный ток;

3. Чтобы повысить КПД генератора, необходимо ставить в качестве ротора очень большой магнит и очень быстро его вращать для создания большой мощности у обмоток статора. Но нет смысла такой ставить, если можно создать компактнее из немагнитного материала. На металлическую болванку создается обмотка, по которой пускается постоянный ток. Таким образом создается мощный электромагнит с достаточной магнитной связью между ротором и статором;

4. Так появляется необходимость в системе возбуждения. Система возбуждения – это такая система, которая позволяет управлять обмоткой возбуждения, находящейся на роторе и создающая из него электромагнит. Таким образом, схема работы синхронного генератора представляется так:

4.1 По обмотке возбуждения на роторе протекает постоянный ток, делая из ротора электромагнит;

4.2 Ротор вращается, тем самым создается переменное магнитное поле;

4.3 В обмотках статора появляется изменяющийся потенциал, появляется ЭДС самоиндукции;

4.4 При подключении к обмотке статора нагрузки, по ней начинает протекать переменный ток.

Система возбуждения позволяет менять ток в обмотке на роторе, управляя мощностью магнитной связи между статором и ротором, делая электромагнит сильнее или слабее.

#### **7.4. Система возбуждения синхронного генератора. Принцип работы.**

Исходя из вышеупомянутых факторов стоит отметить, что система возбуждения синхронного генератора - наиболее ответственный элемент генератора. Несмотря на то, что относительная мощность возбудителей невелика и составляет всего 0,4—0,6% мощности генераторов, их характеристики существенно влияют на устойчивость работы генераторов.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78



Как уже было сказано, система возбуждения синхронного генератора (СВ) – система, предназначенная для создания постоянного тока в его обмотке возбуждения и управления этим током по законам, обеспечивающим нормальные и аварийные режимы генератора. Требования к СВ и ее параметры определяются теми режимами генератора, которые она должна обеспечить.

Силовая часть системы возбуждения состоит из (рис. 16):

1. Источник постоянного напряжения (возбудитель В);
2. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ);
3. Трансформатор тока (ТТ);
4. Трансформатор напряжения (ТН);
5. Генератор (Г);
6. Обмотка возбуждения генератора (ОВГ);
7. Разрядник газовый или тиристорный (Р);
8. Активное сопротивление (сопротивление самосинхронизации - R);
9. Ключ или контактор (К);
10. Аппарат гашения поля (АПГ).

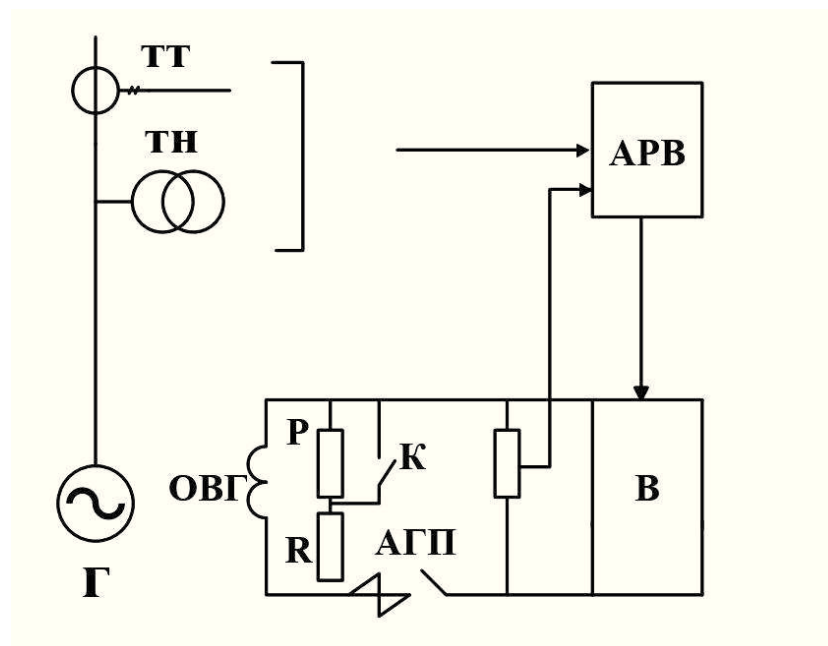


Рис.16 – Силовая часть системы возбуждения синхронного генератора.

## 7.5. Выбор синхронного генератора для ТЭЦ.

По данным издания Правительства и Законодательного Собрания Челябинской области «Южноуральская панорама» ежедневно на свалку отправляется по 800-1000 тонн различных отходов, что является ежедневной нормой для города Челябинска. Таким образом в год на полигоны для мусора отправляется от 292 тысяч тонн отходов.

Для проектируемой ТЭЦ вполне достаточной массой для термической переработки будет  $\frac{1}{4}$  доля от общей массы отходов. Это оптимальное значение для выработки электрической и тепловой энергии для покрытия части собственных нужд проектируемой подстанции химического завода.

Таким образом, необходимая масса ТБО равна 200 тонн в сутки или 73 тысячи тонн в год. Так же необходимо учитывать, что около 30—35 % вторсырья можно отправить на переработку, например, стекло, алюминиевые банки, жестяные упаковки, пластик и т. д). Следовательно, в качестве топлива можно использовать 140 тонн ТБО в сутки или 51,1 тысяч тонн в год. Уже экспериментально доказано, что при сжигании 1 тонны ТБО можно выработать от 300 до 550 кВт х ч электрической энергии.

$$140 \cdot 300 \cdot 10^3 = 42 \cdot 10^6 \text{ ВА}$$

То есть при сжигании 140 тонн мусора ежедневно можно выработать 42 МВА электрической энергии, что является половиной необходимой мощности нагрузки ( $S_{\text{нагр}} = 82 \text{ МВА}$ ).

Следовательно, на сторону низкого напряжения (10,5 кВ) можно установить ТЭЦ из двух параллельных блоков, каждый из которых состоит из последовательно соединенных 3-х котлов и 4-х турбин с 4-мя синхронными генераторами переменного тока на одном валу. Такая схема обеспечивает требования надежности, и в случае отказа одного из блоков, второй способен выдержать общую нагрузку. Кроме того, данное решение предполагает удобство эксплуатации как электротехнического персонала, так и теплотехнического, а также является оптимальным с точки зрения экономики.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

Зная вырабатываемую мощность ТЭЦ и количество генераторов, можно определить номинальную мощность каждого синхронного генератора переменного тока:

$$\frac{42 \text{ МВА}}{8} = 5,25 \text{ МВА}$$

Зная данный параметр, можно выбрать конкретную модель генератора. Оптимальным вариантом является турбогенератор серии T BETA RANGE производства GE MOTORS со следующими характеристиками:

1. Трехфазный;
2. Мультиполярный;
3. С жидкостным охлаждением;
4. Минимальное напряжение - 0,4 кВ;
5. Максимальное напряжение - 15 кВ;
6. Минимальная эффективная мощность – 5 МВА;
7. Максимальная эффективная мощность – 20 МВА.

Как видно, необходимая мощность для генератора на ТЭЦ входит в диапазон значений выдаваемой мощности выбранного генератора.

#### **7.6.Выбор релейной защиты синхронного генератора.**

Релейная защита и автоматика синхронного генератора переменного тока запроектирована в объеме, предусмотренном ПУЭ, 2016г. и действующими указаниями по выбору защиты.

Согласно ПУЭ, защита турбогенераторов выше 1 кВ мощностью более 1 МВт предусматривает. Устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и нарушений нормального режима работы /п. 3.2.24/:

- 1.1 многофазных замыканий в обмотке статора генератора;
- 1.2 однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- 1.3 двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- 1.4 замыканий между витками одной фазы в обмотке статора (при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки);
- 1.5 внешних КЗ;

- 1.6 симметричной перегрузки обмотки статора;
- 1.7 замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения;
- 1.8 асинхронного режима с потерей возбуждения.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотке статора генератора должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита. Защита должна действовать на отключение всех выключателей генератора, на гашение поля, а также на останов турбины. В зону действия защиты кроме генератора должны входить соединения генератора со сборными шинами электростанции (до выключателя). Продольная дифференциальная защита должна быть осуществлена с отстройкой от переходных значений токов небаланса. Защиту следует выполнять трехфазно трехлинейной. Для генераторов мощностью до 30 МВт защиту допускается выполнять двухфазной двухрелейной при наличии защиты от двойных замыканий на землю. /п. 3.2.36/;

Для защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора при естественном емкостном токе замыкания на землю 5 А и более (независимо от наличия или отсутствия компенсации) должна быть предусмотрена токовая защита, реагирующая на полный ток замыкания на землю или на его составляющие высших гармоник. При необходимости для ее включения могут быть установлены трансформаторы тока нулевой последовательности непосредственно у выводов генератора. Применение защиты рекомендуется и при емкостном токе замыкания на землю менее 5 А. Защита должна быть отстроена от переходных процессов и действовать как в п.3.2.36. Когда защита от замыканий на землю не устанавливается или не действует, в качестве защиты генератора от замыканий на землю может использоваться установленное на шинах и действующее на сигнал устройство контроля изоляции /п.3.2.38/;

При установке на генераторах трансформаторов тока нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий на землю должна быть предусмотрена токовая защита от двойных замыканий на землю, присоединяемая к этому трансформатору тока. Для повышения надежности действия при больших значениях тока следует применять реле с насыщающимся трансформатором тока.

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Эта защита должна быть выполнена без выдержки времени и действовать как защита, указанная в п.3.2.36. /п. 3.2.39/;

Для защиты от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора с выведенными параллельными ветвями должна предусматриваться односистемная поперечная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, действующая как защита, указанная в п.3.2.36. /п.3.2.40/;

Для защиты генераторов от внешних КЗ следует применять максимальную токовую защиту с комбинированным пуском напряжения, выполненным с одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение, и одним устройством фильтр-реле напряжения обратной последовательности, разрывающим цепь минимального реле напряжения. Ток срабатывания защиты и напряжения следует принимать равны указанным в п.3.2.42, напряжение срабатывания устройства фильтр-реле напряжения обратной последовательности –  $0,1-0,12 U_{НОМ}$  /п.3.2.43/;

Защита генераторов от токов, обусловленных внешними КЗ должна быть выполнена с соблюдением следующих требований:

1. Защиту следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали;
2. При наличии секционирования шин генераторного напряжения защиту следует выполнять с двумя выдержками времени: с меньшей выдержкой – на отключение соответствующих секционных и шиносоединительного выключателя, с большей – на отключение выключателя генератора и гашение поля. /п.3.2.45/;

На генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток должна быть предусмотрена защита ротора от перегрузки при работе генератора как с основным, так и с резервным возбуждением. Защиту следует выполнять с независимой или зависимой от тока выдержкой времени и реагирующей на повышение напряжения или тока в обмотке ротора. Защита должна действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля. С меньшей выдержкой времени от защиты должна производиться разгрузка ротора /п.3.2.46/;

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Защита генератора от токов, обусловленных симметричной перегрузкой, должна быть выполнена в виде максимальной токовой защиты, действующей на сигнал с выдержкой времени и использующей ток одной фазы статора. Для разгрузки и при необходимости для автоматического отключения генератора с непосредственным охлаждением проводников обмоток при симметричных перегрузках допускается использовать защиту ротора, выполняемую согласно 3.2.46 и реагирующую на перегрузки ротора, сопровождающие симметричные перегрузки турбогенераторов /п.3.2.47/;

Защита от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения турбогенераторов должна быть предусмотрена в одном комплекте на несколько (но не более трех) генераторов с близкими параметрами цепей возбуждения. Защита должна включаться в работу только при появлении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения, выявляемого при периодическом контроле изоляции (см. гл. 1.6). Защита должна действовать на отключение выключателя генератора и гашение поля на генераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток и на сигнал или на отключение на генераторах с косвенным охлаждением /п.3.2.48/;

На турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток рекомендуется устанавливать устройства защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения. Допускается вместо этого предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима только по положению устройств автоматического гашения поля. При действии указанных устройств защиты или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим, должен подаваться сигнал о потере возбуждения. Генераторы, не допускающие асинхронного режима, а в условиях дефицита реактивной мощности в системе и остальные генераторы, потерявшие возбуждение, должны отключаться от сети при действии указанных устройств (защиты или автоматического гашения поля). /п.3.2.49/.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

## 7.7. Выбор автоматики для синхронного генератора переменного тока.

Включение генераторов на параллельную работу должно производиться одним из следующих способов: точной синхронизацией (ручной, полуавтоматической и автоматической) и самосинхронизацией (ручной, полуавтоматической и автоматической) /п.3.3.43/;

Способ точной автоматической или полуавтоматической синхронизации как основной способ включения на параллельную работу при нормальных режимах должен предусматриваться для:

- 1.1. турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, и при значении периодической составляющей переходного тока более  $3,5 I_{ном}$ ;
- 1.2. турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток типов ТВВ, ТВФ, ТГВ и ТВМ;
- 1.3. гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более.

При аварийных режимах в электрической системе включение на параллельную работу всех генераторов вне зависимости от системы охлаждения и мощности может производиться способом самосинхронизации /п.3.344/;

Способ самосинхронизации как основной способ включения на параллельную работу может предусматриваться для:

- 1.1. турбогенераторов мощностью до 3 МВт;
- 1.2. турбогенераторов с косвенным охлаждением мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины, если периодическая составляющая переходного тока при включении в сеть способом самосинхронизации не превосходит  $3,5 I_{ном}$ ;
- 1.4. турбогенераторов с косвенным охлаждением, работающих в блоке с трансформаторами;
- 1.5. гидрогенераторов мощностью до 50 МВт;
- 1.6. гидрогенераторов, электрически жестко связанных между собой и работающих через общий выключатель при их суммарной мощности до 50 МВт.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

В указанных случаях могут не предусматриваться устройства полуавтоматической и автоматической точной синхронизации /п.3.3.45/;

При использовании способа самосинхронизации как основного способа включения генераторов на параллельную работу следует предусматривать установку на гидрогенераторах устройств автоматической самосинхронизации, на турбогенераторах — устройств ручной или полуавтоматической самосинхронизации /п.3.3.46/;

При использовании способа точной синхронизации в качестве основного способа включения генераторов на параллельную работу, как правило, следует предусматривать установку устройств автоматической и полуавтоматической точной синхронизации. Для генераторов мощностью до 15 МВт допускается применение ручной точной синхронизации с блокировкой от несинхронного включения /п.3.3.47/;

В соответствии с указанными положениями все генераторы должны быть оборудованы соответствующими устройствами синхронизации, расположенными на центральном пункте управления или на местном пункте управления для гидроэлектростанций, на главном щите управления или на блочных щитах управления для теплоэлектростанций /п.3.3.48/;

Вне зависимости от применяемого способа синхронизации все генераторы должны быть оборудованы устройствами, позволяющими в необходимых случаях производить ручную точную синхронизацию с блокировкой от несинхронного включения;

На транзитных подстанциях основной сети и электростанциях, где требуется синхронизация отдельных частей электрической системы, должны предусматриваться устройства для полуавтоматической или ручной точной синхронизации /п.3.3.50/;

Синхронные машины (генераторы, компенсаторы, электродвигатели) должны быть оборудованы устройствами АРВ. Автоматические регуляторы возбуждения должны соответствовать требованиям ГОСТ на системы возбуждения и техническим условиям на оборудование систем возбуждения /п.3.3.52/;

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86



Схема устройства релейной форсировки возбуждения должна предусматривать возможность перевода его действия на резервный возбудитель при замене им основного возбудителя /п.3.3.55/;

Генераторы мощностью 2,5 МВт и более гидро- и тепловых электростанций с числом агрегатов четыре и более должны оснащаться общестанционными АСУ технологическими процессами или (при их отсутствии) системами группового управления возбуждением. Эти системы на генераторах тепловых электростанций рекомендуется выполнять в зависимости от схемы, режима и мощности электростанции /п.3.3.60/.

#### **7.8. Выбор терминала защиты синхронного генератора переменного тока.**

В настоящее время существует множество фирм производителей качественного оборудования релейной защиты и автоматики, но свой выбор я остановлю на терминалах НПП «ЭКРА», так как эта компания хорошо зарекомендовала себя на рынке энергетического оборудования, поставляет качественную защиту по оптимальной ценовой политике.

Для защиты турбогенератора на ТЭЦ необходимо установить терминал серии ШЭЭ2110102, предназначенный для использования в качестве защит, автоматики, управления выключателем и сигнализации генератора мощностью до 12 МВт, обеспечивающий следующие функции защиты:

1. дифференциальная токовая защита с торможением;
2. МТЗ – трехступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных повреждений;
3. Контроль исправности цепей напряжения;
4. ЗНР – защита от несимметричного режима:
  - 4.1 по току обратной последовательности;
  - 4.2 по коэффициенту несимметрии;
5. ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю:
  - 5.1 по напряжению нулевой последовательности;
  - 5.2. по току нулевой последовательности;
6. ЗМН – защита минимального напряжения;
7. ЗПН – защита от повышения напряжения;

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

8.ЗОМ – защита обратной мощности;

9.ЗПВ БК – защита от потери возбуждения (с возможностью блокировки от качаний);

10.ЗИЧ – защита от изменения частоты;

11.ЗПР – защита ротора от перегрузок;

12.ЗПС – защита от симметричной перегрузки обмотки статора;

13. ЗДЗ – защита от дуговых замыканий (прием и обработка команд от устройств дуговой защиты):

14.с контролем тока;

15.без контроля тока;

16.ЛЗШ – логическая защита шин;

17.ТЗОП – токовая защита обратной последовательности;

18.УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя с реле тока УРОВ.

Функции управления:

АУВ – автоматика управления выключателем:

1. дистанционное управление от АСУ ТП;
2. местное управление;
3. блокировка от многократных включений;
4. контроль цепей управления;
5. блокировка от внешних цепей.

Функции сигнализации:

1. учет механического и коммутационного ресурса выключателя.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>88</i>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы была спроектирована подстанция химического комбината, а именно произведен расчет токов короткого замыкания, токов в нормальном и нагруженном режимах. Важным этапом был выбор соответствующего силового, измерительного и коммутационного оборудования: трансформатор напряжения, трансформатор тока, выключатели, разъединители и т.д. Был произведен расчет и выбор аккумуляторной батареи, а также разработка схемы питания собственных нужд. Важным проработанным вопросом является выбор релейной защиты и автоматики коммутационного и силового оборудования: выбор типа защит и конкретных терминалов.

Кроме того, были рассмотрены и проанализированы вопросы использования твердых бытовых отходов в качестве альтернативных источников электрической энергии, проблемы, связанные с данной технологией, и методы их решения. Главным решением этих проблем является пересмотр отношения энергетиков и законодателей в области природопользования. Исходя из предварительных расчетов мощностей, которые можно получить, основываясь на статистических данных об объемах выбрасываемого ТБО, выбраны турбогенераторы, способные покрыть половину потребностей предприятия в электрической энергии. Важным аспектом проектирования была разработка релейной защиты и автоматики генераторов на ТЭЦ, а также выбор конкретного терминала защиты.

					<i>П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2017. – 376 с.

2. Правила устройства электроустановок / 6-е и 7-е изд., все действ. разделы – М.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.

3. Онлайн калькуляторы / «Planetcalc» // Калькулятор инфляции. – <https://planetcalc.ru/250/>.

4. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания / Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.

5. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 Стандарт организации. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения / исполн. В.Н. Подъячев, В.А. Евтушенко, А.М. Кулаков, Г.К. Вишняков, Н.В. Мурашко и др. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

6. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.

7. Гайсаров, Р.В. Справочник высоковольтного оборудования электроустановок №2 / Р.В. Гайсаров. – Челябинск: Энергетический факультет, кафедра ЭССиСЭ, ЮУрГУ, 2004. – электронная версия.

8. СТО ЮУрГУ 21-2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / сост.: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, А.Е. Шевелев, Е.В. Шевелева. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.

9. Л. Г. Федоров, А. С. Малинин, В. Ф. Москвичев. «Теплоэлектростанция на альтернативном виде топлива (твердые бытовые отходы) – «Новости теплотехники»;

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

10.А.Н. Тугов. «Использование тепловой и электрической энергии мусоросжигательных заводов в энергобалансе региона»;

11.Б. И. Левин, А.А. Бутко. «О новой концепции экологически чистого сжигания топлива из твердых бытовых отходов».

					П-472.13.03.02.2019.238 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

# ПРИЛОЖЕНИЕ

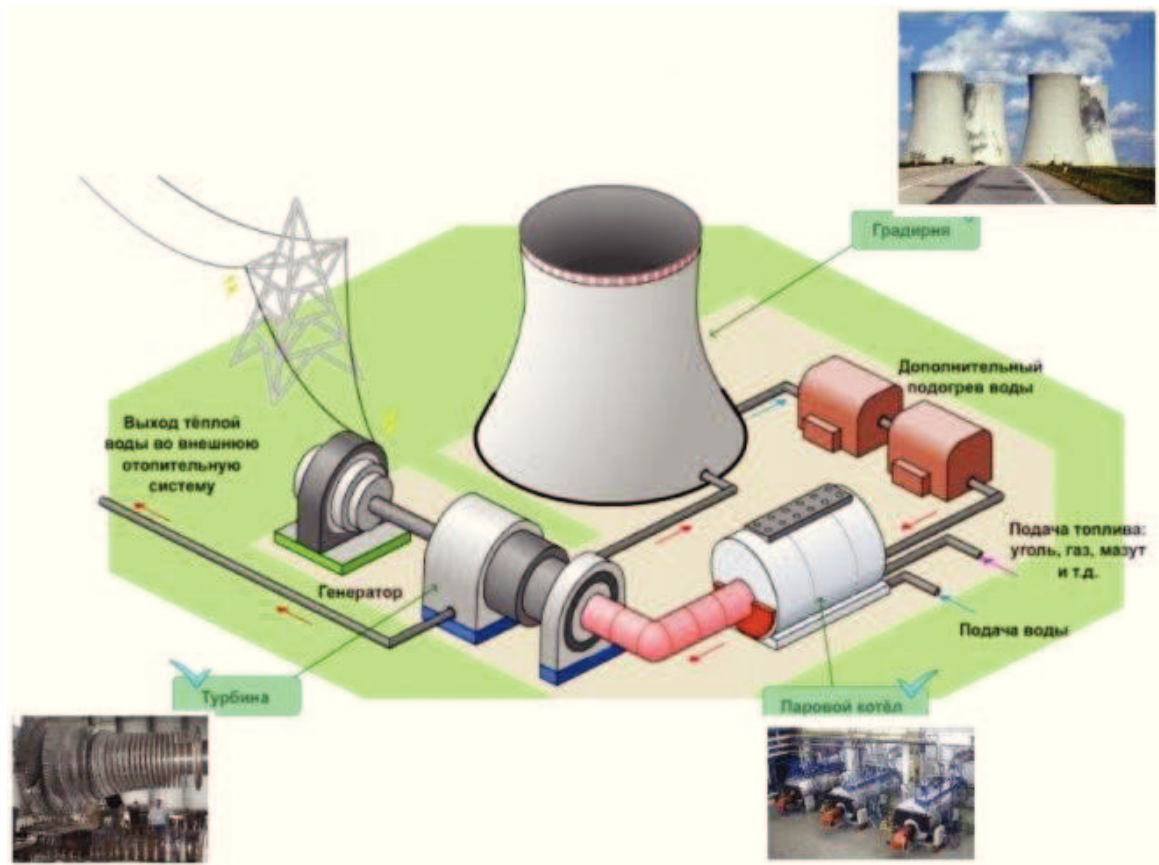


Рис.1 – Структурная схема работы ТЭЦ.



Рис. 2 – Синхронный генератора переменного тока, используемый в работе